



UNIVERSIDAD DE JAÉN

**ESCUELA POLITÉCNICA
SUPERIOR DE JAÉN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA**

**TESIS DOCTORAL
PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE UN NODO DC
MULTITERMINAL PARA ALIMENTAR
ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS**

**PRESENTADA POR:
FRANCISCO JOSÉ SÁNCHEZ SUTIL**

**DIRIGIDA POR:
DR. D. JESÚS DE LA CASA HERNÁNDEZ**

JAÉN, 5 DE FEBRERO DE 2016

ISBN 978-84-16819-56-0

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Protección eléctrica de un nodo DC
multiterminal para alimentar estaciones de carga
de vehículos eléctricos**

Francisco José Sánchez Sutil

Director de la Tesis Doctoral

Fdo. Dr. Jesús de la Casa Hernández
Profesor Contratado Doctor

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Protección eléctrica de un nodo DC
multiterminal para alimentar estaciones de carga
de vehículos eléctricos**

Francisco José Sánchez Sutil

El acto de defensa y lectura de Tesis Doctoral se celebra el día de Febrero de 2016 en la Universidad de Jaén, ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide otorgar la calificación de:

.....

El Presidente

Dr. José Luis Martínez Ramos
Catedrático de Universidad

El Secretario

Dr. Francisco Jurado Melguizo
Catedrático de Universidad

La vocal

Dra. María Reyes Sánchez
Herrera
Titular de Universidad

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Protección eléctrica de un nodo DC
multiterminal para alimentar estaciones de carga
de vehículos eléctricos**

Francisco José Sánchez Sutil

Director de Tesis Doctoral:

Jesús de la Casa Hernández

Profesor Contratado Doctor (Universidad de Jaén)

TRIBUNAL EVALUADOR

Presidente: Dr. José Luis Martínez Ramos

Secretario: Dr. Francisco Jurado Melguizo

Vocal: Dra. María Reyes Sánchez Herrera

Jaén, 2016

A Inma y Luna, con quien comparto mi vida y dan sentido a mi existencia...

Agradecimientos

En primer lugar quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi director de Tesis Doctoral el Dr. Jesús de la Casa Hernández, sin su dedicación y apoyo constante no hubiera sido posible realizar este trabajo, gracias a su saber en el campo de la Ingeniería Eléctrica, que me ha hecho mejorar en mi carrera profesional. Es de ley también agradecer el tiempo dedicado a este doctorando, proponiendo correcciones, ofreciéndome sabios consejos y momentos de claridad en los instantes de dificultad en la realización del trabajo.

A mi esposa Inma, por saber comprender mis constantes ausencias, apoyarme día a día, y siempre estando a mi lado cuando la he necesitado.

Es también de recibo agradecer el apoyo y los ánimos recibidos por mis queridos compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Jaén, con quienes tengo el gusto de compartir el desarrollo de mi vida laboral.

Por último agradecer el apoyo de mis padres, hermana, sobrinos, y el resto de amigos y familiares que siempre han estado interesándose por mí y por el desarrollo de esta Tesis Doctoral.

...Gracias por vuestra confianza y cariño

RESUMEN

Los vehículos eléctricos (VE) reducen las emisiones de dióxido de carbono generadas por el sector del transporte solo si la fuente primaria usada para su alimentación es renovable. Su uso a gran escala conlleva una implantación masiva de estaciones de carga de vehículos eléctricos (ECVEs) en redes de distribución de baja tensión (BT) y/o eventualmente en sistemas de tracción ferroviaria (STFs).

En este contexto potencial de implantación masiva de ECVEs, la definición de un nodo DC compacto multiterminal requiere una combinación de nuevas tecnologías, la explotación óptima de infraestructuras existentes, así como cambios en las prácticas de operación y protección de las compañías eléctricas. El mencionado nodo se usa en esta Tesis Doctoral, como la referencia futura para alimentar ECVEs bidireccionales en el marco de redes de distribución y sistemas de tracción ferroviarias. En él confluyen en un bus DC, una red de distribución de 0,4 kV AC (RD-0,4 kV AC), un sistema de tracción ferroviario de 25 kV AC (STF-25 kV AC), un sistema de tracción ferroviario de 3 kV DC (STF-3 kV DC), un sistema de recursos distribuidos (RDs) y dos ECVEs bidireccionales.

El objetivo principal de esta Tesis Doctoral se centra en la presentación de soluciones de interconexión de red segura mediante la definición del diseño, estructura y funcionalidad de la protección eléctrica de los sistemas de interconexión del nodo DC compacto multiterminal más allá de centrar el análisis en determinar la estrategia de gestión y control más adecuada. Así, una implantación máxima de estos nodos para alimentar ECVEs solo podrá alcanzarse cuando la seguridad de redes y sistemas unidos en dicho nodo esté garantizada sobre adecuados requerimientos de protección eléctrica. La revisión bibliográfica/normativa ha revelado que hasta ahora no se ha prestado especial atención sobre la seguridad de sistemas interconectados en nodos de similares característica. De igual forma, tampoco se ha caracterizado el comportamiento de variables eléctricas del nodo en caso de faltas internas para nodos de este tipo (basados en convertidores reversibles). Conocer dicho comportamiento es clave para definir los requerimientos adecuados de protección eléctrica que garanticen la seguridad.

Por tanto, el objetivo principal planteado y resuelto en esta Tesis conlleva una doble perspectiva. Por un lado, se ha definido un marco regulatorio unificado de requerimientos de protección eléctrica y configuración de sistemas de puesta a tierra aplicable a los sistemas de interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal. Estos requerimientos han derivado de una revisión crítica que ha modificado, armonizado o adaptado aquellos requerimientos existentes en diferentes fuentes normativas al comportamiento específico de las ECVEs bidireccionales. Pero también, e igual de importante, se ha realizado la caracterización específica del comportamiento teórico de las variables eléctricas del nodo DC objeto de estudio, en caso de falta interna, revelando la necesidad de requisitos avanzados para el sistema de

protección particularizado para el lado DC del nodo. Una vez determinados los requisitos, se ha diseñado el hardware requerido (equipamiento de medida, relés y dispositivos de protección) para una protección adecuada de los convertidores en caso de faltas internas en el nodo. Obviamente se ha comprobado la viabilidad del sistema de protección diseñado en las diferentes interconexiones del nodo. Esta verificación se ha realizado en el entorno de simulación Matlab/Simulink, analizando la efectividad del sistema de protección ante diferentes tipos de faltas DC.

ABSTRACT

Electric vehicles (EVs) reduce carbon dioxide emissions generated by the transport sector only if the primary power source is used for renewable. Its widespread use involves a massive deployment of electric vehicles charging stations (EVCSs) in distribution networks low voltage (LV) and/or optionally in railway traction systems (RTSs).

EVs reduce carbon dioxide emissions generated by the transport sector only if the primary power source is used for renewable. Its widespread use involves a massive deployment of EVCSs in low voltage (LV) distribution networks and/or optionally in RTSs.

In this potential context for widespread implementation of EVCSs, the definition of a compact multiterminal DC node requires a combination of new technologies, the optimal management of existing infrastructures, as well as changes in operating practices and protection utilities. The node defined in this Thesis has been used as reference to feed bidirectional EVCSs within distribution networks and railway traction systems. It has joined a DC bus in a distribution network of 0.4 kV AC (0.4 kV AC SDN), rail traction system of 25 kV AC (25-kV AC RTS) railway traction system 3 kV DC (3-kV DC RTS), a system of distributed resources (DRs) and two bidirectional EVCSs.

The main objective of this Thesis is focused on the presentation of secure network interconnection solutions by defining the design, structure and functionality of the electric protection measurements of interconnection systems in the compact multiterminal DC node, beyond focus the analysis on determining management strategy and adequate control. Thus, a maximum implementation of these nodes to feed EVCSs only be achieved if the security of networks and systems join in this node is guaranteed on suitable electrical protection requirements. The literature/details about regulatory review has revealed that has not been paid special attention to the security of interconnected nodes in similar systems. Likewise, neither it has characterized the behavior of electrical variables for internal node to node failures of this type (based on reversible converters). Getting to know such behavior is key to defining suitable electrical protection requirements to ensure safety.

So, the main objective brings out and solved in this Thesis has included a dual perspective. On one hand, it has been defined an unified regulatory framework for electrical protection requirements and an earthing system arrangement applicable to network interconnection of the compact multiterminal DC node. These requirements have led to a critical review that has been modified, harmonized or adapted those existing requirements in different legal sources about the specific behavior of the bidirectional EVCSs. But also, it has made a notorious task with regards to the specific characterization of the theoretical behavior of the electrical variables DC node under study, in case of internal fault, demonstrating the need for advanced requirements for the

protection system particularized for the DC side node. Once again determined the requirements, it has been designed the required hardware (measuring equipment, relays and protection devices) for a suitable protection of the converters in case of internal faults in the node. Obviously, it has been proved the viability of the protective system designed in different node interconnections. This verification has been made in the simulation environment of Matlab/Simulink, analyzing the effectiveness of the system of protection against different types of DC faults.

ÍNDICE:

| | |
|--|-----------|
| Lista de símbolos | xvii |
| Lista de figuras | xxvii |
| Lista de tablas..... | xxxI |
| Lista de abreviaturas..... | xxxiii |
| | |
| 1. OBJETIVOS Y PLANTEAMIENTO DE LA TESIS DOCTORAL | 1 |
| 1.1. Introducción | 1 |
| 1.2. Objetivos y planteamiento de la Tesis Doctoral..... | 6 |
| 1.3. Estructura de la Tesis Doctoral | 6 |
| 2. ESTRUCTURA DEL NODO DC COMPACTO MULTITERMINAL PARA ALIMENTAR ECVEs | 9 |
| 2.1. Introducción | 9 |
| 2.2. Configuración del nodo DC compacto multiterminal | 10 |
| 2.3. Estrategia de gestión de potencia..... | 12 |
| 2.4. Estrategia de control en los convertidores..... | 25 |
| 2.4.1. Configuración y esquema de control del convertidor de la RD- 0,4 kV AC..... | 25 |
| 2.4.2. Configuración y esquema de control del convertidor del banco de baterías y supercondensador..... | 30 |
| 2.4.3. Configuración y esquema de control del convertidor del generador FV | 33 |
| 2.4.4. Configuración y esquema de control del convertidor del STF-3 kV DC | 33 |
| 2.4.5. Configuración y esquema de control del convertidor del STF-25 kV AC..... | 35 |
| 2.4.6. Configuración y esquema de control del convertidor de la ECVE AC reversible..... | 37 |
| 3. CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LA INTERCONEXIÓN DEL NODO DC COMPACTO MULTITERMINAL EN SISTEMAS DE | |

| | |
|--|-----------|
| TRACCIÓN FERROVIARIA Y REDES DE DISTRIBUCIÓN | 39 |
| 3.1. Introducción | 39 |
| 3.2. Sistemas de interconexión en el nodo DC compacto multiterminal y sus funciones | 41 |
| 3.2.1. <i>Requerimientos generales</i> | 43 |
| 3.2.2. <i>Requerimientos de calidad de onda</i> | 44 |
| 3.2.3. <i>Requerimientos de protección</i> | 45 |
| 3.2.3.1. Protección. Generalidades | 45 |
| 3.3. Protección del generador frente a protección de interconexión y protección de red | 47 |
| 3.4. Requerimientos de protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal | 49 |
| 3.4.1. <i>Detección de faltas en los STFs o redes de distribución y aislamiento del nodo DC compacto multiterminal</i> | 49 |
| 3.4.2. <i>Funcionamiento en isla</i> | 53 |
| 3.4.3. <i>Coordinación de las prácticas de reenganche de los OSTF y ORD con el nodo DC compacto multiterminal</i> | 53 |
| 3.4.4. <i>Reconexión al STF (red de distribución) del nodo DC compacto multiterminal</i> | 55 |
| 4. INTERCONEXIÓN DE RED DEL NODO DC COMPACTO MULTITERMINAL | 57 |
| 4.1. Introducción | 57 |
| 4.2. Interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal con el STF-25 kV AC | 58 |
| 4.2.1. <i>Protección del STF-25 kV AC</i> | 58 |
| 4.2.2. <i>Protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal en el STF-25 kV AC</i> | 59 |
| 4.2.3. <i>Puesta a tierra y protección de personas</i> | 61 |
| 4.3. Interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal con el STF-3 kV DC | 62 |
| 4.3.1. <i>Protección del STF-3 kV DC</i> | 62 |

| | |
|---|-----------|
| 4.3.2. Protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal en el STF-3 kV DC | 64 |
| 4.3.3. Puesta a tierra y protección de personas..... | 65 |
| 4.4. Interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal con la RD-0,4 kV AC..... | 66 |
| 4.4.1. Protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal en la RD-0,4 kV AC..... | 66 |
| 4.4.2. Puesta a tierra y protección de seguridad | 68 |
| 4.5. Interconexión de red de las ECVEs bidireccionales, sistemas de almacenamiento de energía y generador FV con el bus DC 750 V..... | 68 |
| 4.5.1. Protección eléctrica para la interconexión de red de las ECVEs bidireccionales, sistemas de almacenamiento de energía y generador FV en el bus DC 750 V..... | 68 |
| 4.5.2. Puesta a tierra y protección de personas..... | 69 |
| 5. RESPUESTA TEÓRICA DE LA CORRIENTE DE FALTA DC EN EL NODO DC COMPACTO MULTITERMINAL..... | 71 |
| 5.1. Introducción | 71 |
| 5.2. Falta de cortocircuito en el bus DC | 72 |
| 5.2.1. Respuesta natural: primera fase (después de la falta)..... | 73 |
| 5.2.2. Respuesta natural: segunda fase (fase de conducción libre por diodos antiparalelo)..... | 77 |
| 5.2.3. Respuesta forzada: fase de alimentación de corriente desde las redes o fuentes de generación | 79 |
| 5.3. Falta a tierra desde el bus DC..... | 82 |
| 6. DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA EL LADO DC DEL NODO DC COMPACTO MULTITERMINAL | 85 |
| 6.1. Introducción | 85 |
| 6.2. Opciones de protección..... | 86 |
| 6.3. Diseño del sistema de protección | 87 |
| 6.3.1. Interruptor automático de estado sólido..... | 88 |

| | |
|---|-----|
| 6.3.2. Interruptor automático híbrido..... | 89 |
| 7. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA EL LADO DC DEL NODO DC COMPACTO MULTITERMINAL | 91 |
| 7.1. Introducción | 91 |
| 7.2. Descripción de características del nodo y <i>hardware</i> de protección | 92 |
| 7.3. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace a la RD-0,4 kV AC | 94 |
| 7.4. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace al STF-25 kV AC..... | 98 |
| 7.5. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace al STF-3 kV DC..... | 100 |
| 7.6. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace al banco de baterías | 102 |
| 7.7. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace al supercondensador | 104 |
| 7.8. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC de la totalidad de los enlaces con el bus DC | 106 |
| 8. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN | 109 |
| 8.1. Conclusiones y aportaciones de la Tesis Doctoral | 109 |
| 8.2. Futuras líneas de investigación..... | 111 |
| CURRÍCULUM VITAE..... | 113 |

Lista de símbolos

En esta Tesis Doctoral las variables y funciones utilizadas tendrán la siguiente notación de acuerdo al Sistema Internacional de unidades de medida¹.

| Símbolo | Parámetro | Unidad |
|---------------|---|------------|
| α | Coefficiente de amortiguación (o frecuencia de Neper) | Ω/H |
| β | Ángulo de la tensión en el tiempo t_l | $^\circ$ |
| δ | Regulación de tensión | % |
| δ_n | Regulación de tensión en condición de potencia nominal | % |
| φ | Ángulo de la red | $^\circ$ |
| φ_0 | Ángulo de fase inicial de la red | $^\circ$ |
| φ_i | Ángulo de la corriente de red | $^\circ$ |
| φ_v | Ángulo de la tensión de red | $^\circ$ |
| θ | Ángulo para la transformación $\alpha\beta-dq$ | $^\circ$ |
| τ | Constante de tiempo | s |
| ω | Pulsación de la corriente eléctrica | rad/s |
| ω_0 | Pulsación de resonancia del circuito | rad/s |
| ω_d | Pulsación de resonancia amortiguada | rad/s |
| ω_p | Frecuencia de corte del LPF para el convertidor de la RD-0,4 kV AC y supercondensador | rad/s |
| ω_{p1} | Frecuencia de propia del LPF para el convertidor del banco de baterías | rad/s |
| ω_n | Frecuencia de lazo cerrado | rad/s |

¹ El Sistema Internacional de Unidades de medida (S.I.) es obligatorio en España y vigente en la Unión Europea de acuerdo al Real Decreto 1317/1989, de 27 de octubre de 1989 por el que se establecen las Unidades Legales de Medida.

| | | |
|----------------|---|------------|
| ω_s | Velocidad de sincronismo | rad/s |
| ζ_n | Constante de amortiguamiento de lazo cerrado | |
| A_1, A_2 | Coefficientes que dependen de las condiciones iniciales | |
| C_B | Capacidad del filtro de salida del convertidor del banco de baterías | F |
| C_c | Capacidad equivalente de los convertidores del STF-25 kV AC, STF-3 kV DC y ECVEs AC y DC reversibles | F |
| $C_{c-0,4kV}$ | Capacidad del filtro de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC | mF |
| C_{c-25kV} | Capacidad del filtro de salida del convertidor del STF-25 kV AC | mF |
| C_{c-3kV} | Capacidad del filtro de salida del convertidor del STF-3 kV DC | mF |
| C_{c-B} | Capacidad del filtro de salida del convertidor del banco de baterías | mF |
| $C_{c-ECVEAC}$ | Capacidad del filtro de salida del convertidor de la ECVE AC reversible | mF |
| $C_{c-ECVEDC}$ | Capacidad del filtro de salida del convertidor de la ECVE AC reversible | mF |
| C_{c-FV} | Capacidad del filtro de salida del convertidor del generador FV | mF |
| C_{c-SC} | Capacidad del filtro de salida del convertidor del supercondensador | mF |
| C_{DC} | Capacidad total equivalente de los convertidores conectados al bus DC | F |
| C_f | Capacidad equivalente de los convertidores de la RD-0,4 kV AC, banco de baterías, supercondensador y generador FV | F |
| C_{FV} | Capacidad del filtro de salida del convertidor del generador FV | F |
| $C_{L-0,4kV}$ | Capacidad de la línea de 0,4 kV | μ F/km |

| | | |
|-----------------------------------|--|-------------------------|
| C_{L-25kV} | Capacidad de la línea de 25 kV | $\mu\text{F}/\text{km}$ |
| C_{L-3kV} | Capacidad de la línea de 3 kV | $\mu\text{F}/\text{km}$ |
| C_{L-B} | Capacidad de la línea entre el convertidor del banco de baterías y el bus DC | $\mu\text{F}/\text{km}$ |
| C'_{L-B} | Capacidad de la línea entre el banco de baterías y el convertidor | $\mu\text{F}/\text{km}$ |
| C_{SC} | Capacidad del filtro de salida del convertidor del supercondensador | F |
| C_{SPC} | Capacidad del modelo del supercondensador | F |
| E_{thB} | Tensión del circuito equivalente Thevenin del banco de baterías | V |
| G | Radiación | W/m^2 |
| $i_{0,4kV,0(\alpha,\beta)}$ | Componente 0 (α, β) de la corriente del convertidor de la RD-0,4 kV AC | A |
| $i_{0,4kV,a(b,c)}$ | Componente a (b, c) de la corriente de entrada al control de la RD-0,4 kV AC | A |
| $i_{0,4kV,dc}$ | Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor de la RD-0,4 kV AC | A |
| $i_{0,4kV,0(\alpha,\beta)}^{ref}$ | Componente 0 (α, β) de la corriente de referencia calculada del convertidor de la RD-0,4 kV AC | A |
| $i_{0,4kV,a(b,c)}^{ref}$ | Componente a (b, c) de la corriente de referencia calculada trifásica del convertidor de la RD-0,4 kV AC | A |
| $i_{25kV,\alpha(\beta)}$ | Componente α (β) de la corriente del convertidor del STF-25 kV AC | A |
| $i_{25kV,d(q)}$ | Componente d (q) de la corriente del convertidor del STF-25 kV AC | A |
| $i_{25kV,dc}$ | Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el STF-25 kV DC | A |
| $i_{25kV,d(q)}^{ref}$ | Componente d (q) de la corriente de referencia calculada del convertidor de la RD-0,4 kV AC | A |

| | | |
|---------------------|--|---|
| $i_{3kV,dc}$ | Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el STF-3 kV DC | A |
| i_{3kV}^{ref} | Corriente de referencia calculada del convertidor del STF-3 kV DC | A |
| i_B | Corriente de salida del banco de baterías | A |
| $i_{B,dc}$ | Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el banco de baterías | A |
| $I_{B,min}$ | Límite inferior de la corriente de carga/descarga del banco de baterías | A |
| $I_{B,max}$ | Límite superior de la corriente de carga/descarga del banco de baterías | A |
| i_B^{ref} | Corriente de referencia calculada del convertidor del banco de baterías | A |
| i_{B-lim}^{ref} | Corriente de referencia calculada límite del convertidor del banco de baterías | A |
| i_c | Corriente de la capacidad del filtro del convertidor | A |
| I_{C_c} | Corriente del condensador C_c | A |
| I_{C_f} | Corriente del condensador C_f | A |
| $i_{d1(2,3,4,5,6)}$ | Corriente del diodo d_1 (2, 3, 4, 5, 6) | A |
| i_{DC-DCC} | Respuesta forzada de la corriente de cortocircuito en convertidores DC-DCC | A |
| $I_{DC-DCC-3kV}$ | Corriente de salida del convertidor del STF-3 kV DC | A |
| $I_{DC-DCC-B}$ | Corriente de salida del convertidor del banco de baterías | A |
| $I_{DC-DCC-FV}$ | Corriente de salida del convertidor del generador FV | A |
| $I_{DC-DCC-SC}$ | Corriente de salida del convertidor del supercondensador | A |
| I_{ECVEAC} | Corriente de salida del convertidor de la ECVE AC reversible | A |
| I_{ECVEDC} | Corriente de salida del convertidor de la ECVE DC | A |

| | | |
|-----------------------------|---|---|
| | reversible | |
| $i_{ECVEAC,dc}$ | Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por EVCE reversible | A |
| $i_{f,3kV}$ | Corriente de salida del convertidor del STF-3 kV DC | A |
| $i_{f,a(b,c)}$ | Componente a (b , c) de la corriente trifásica de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC | A |
| $i_{f,B}$ | Corriente de salida del convertidor del banco de baterías | A |
| $i_{f,ECVEAC,0(d,q)}$ | Componente 0 (d , q) de la corriente de salida del convertidor de la EVCE AC reversible | A |
| $i_{f,FV}$ | Corriente de salida del convertidor del generador FV | A |
| $i_{f,SC}$ | Corriente de salida del convertidor del supercondensador | A |
| $i_{f,3kV}^{ref}$ | Corriente de referencia de modulación del convertidor del STF-3 kV DC | A |
| $i_{f,a(b,c)}^{ref}$ | Componente a (b , c) de la corriente de referencia de modulación del convertidor RD-0,4 de la kV AC | A |
| $i_{f,B}^{ref}$ | Corriente de referencia de modulación del convertidor del banco de baterías | A |
| $i_{f,ECVEAC,0(d,q)}^{ref}$ | Componente 0 (d , q) de la corriente de referencia de modulación del convertidor de la ECVE AC reversible | A |
| $i_{f,FV}^{ref}$ | Corriente de referencia de modulación del convertidor del generador FV | A |
| $i_{f,SC}^{ref}$ | Corriente de referencia de modulación del convertidor del supercondensador | A |
| i_{FV} | Corriente de salida del generador FV | A |
| $i_{FV,dc}$ | Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el generador FV | A |
| i_{FV}^{ref} | Corriente de referencia calculada del convertidor del generador FV | A |
| I_g | Amplitud de la corriente de red | A |
| I_{g0} | Amplitud de la corriente inicial de red | A |

| | | |
|---------------------|--|---|
| $i_{ga(b,c)}$ | Corriente del lado de red de la fase a (b, c) | A |
| i_{gn} | Corriente de red del neutro | A |
| i_i | Referencia de corriente a la salida del convertidor i -ésimo | A |
| i_L | Corriente de cortocircuito de descarga | A |
| $i_L(t)$ | Respuesta de la corriente | A |
| $i_{L-0,4kV}$ | Corriente en la inductancia de línea de la RD-0,4 kV AC | A |
| i_{L-25kV} | Corriente en la inductancia de línea del STF-25 kV AC | A |
| i_{L-3kV} | Corriente en la inductancia de línea del STF-3 kV DC | A |
| i_{L-B} | Corriente en la inductancia de línea del banco de baterías | A |
| I_{L0} | Corriente inicial a través de la inductancia; está determinada por la condición de operación de prefalta | A |
| I'_{L0} | Corriente inicial a través de la inductancia L para $t=t_f$ | A |
| I_{NET} | Diferencia de corrientes de salida de todos los sistemas conectados al bus DC | A |
| $I_{Ptren,25kV,lp}$ | Corriente medida en el STF-25 kV AC a partir de la circulación de trenes | A |
| $I_{ref,25kV}$ | Corriente activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el STF-25 kV AC | A |
| i_{SC} | Corriente de salida del supercondensador | A |
| $i_{SC,dc}$ | Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el supercondensador | A |
| $I_{SC,min}$ | Límite inferior de la corriente de carga/descarga del supercondensador | A |
| $I_{SC,max}$ | Límite superior de la corriente de carga/descarga del supercondensador | A |
| i_{SC}^{ref} | Corriente de referencia calculada del convertidor del supercondensador | A |
| i_{SC-lim}^{ref} | Corriente de referencia calculada límite del convertidor del supercondensador | A |

| | | |
|--------------------|--|-----------------|
| i_{VSC} | Respuesta forzada de la corriente de cortocircuito en convertidores en fuente de tensión | A |
| $I_{VSC-0,4kV}$ | Corriente de salida del convertidor del RD-0,4 kV AC | A |
| $I_{VSC-25kV}$ | Corriente de salida del convertidor del STF-25 kV AC | A |
| $I_{VSC-3kV}$ | Corriente de salida del convertidor del STF-3 kV DC | A |
| $K_{0,4kV}$ | Regulación del convertidor de la RD-0,4 kV AC | S |
| K_{3kV} | Regulación del convertidor del STF-3 kV DC | S |
| K_B | Regulación del convertidor del banco de baterías | S |
| K_{FV} | Regulación del convertidor del generador FV | S |
| K_{SC} | Regulación del convertidor del supercondensador | S |
| L | Inductancia total de la línea, incluyendo conductor positivo y negativo | $\mu\text{H/m}$ |
| $L_{0,4kV,a(b,c)}$ | Inductancia de la fase a (b , c) del filtro de la RD-0,4 kV AC | H |
| $L_{f-0,4kV}$ | Inductancia del filtro de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC | H |
| L_{f-25kV} | Inductancia del filtro de salida del convertidor del STF-25 kV AC | H |
| L_{f-3kV} | Inductancia del filtro de salida del convertidor del STF-3 kV DC | H |
| L_{f-B} | Inductancia del filtro de salida del convertidor del banco de baterías | H |
| $L_{f-ECVEAC}$ | Inductancia del filtro de salida del convertidor de la ECVE AC reversible | H |
| $L_{f-ECVEDC}$ | Inductancia del filtro de salida del convertidor de la ECVE DC reversible | H |
| L_{f-FV} | Inductancia del filtro de salida del convertidor del generador FV | H |
| L_{f-SC} | Inductancia del filtro de salida del convertidor del supercondensador | H |

| | | |
|------------------|---|-------------------------|
| $L_{g-0,4kV}$ | Inductancia de la red de 0,4 kV | H |
| $L_{L-0,4kV}$ | Inductancia de la línea de 0,4 kV | $\mu\text{H}/\text{km}$ |
| L_{L-25kV} | Inductancia de la línea de 25 kV | $\mu\text{H}/\text{km}$ |
| L_{L-3kV} | Inductancia de la línea de 3 kV | $\mu\text{H}/\text{km}$ |
| L_{L-B} | Inductancia de la línea entre el convertidor del banco de baterías y el bus DC | $\mu\text{H}/\text{km}$ |
| L'_{L-B} | Inductancia de la línea entre el banco de baterías y el convertidor | $\mu\text{H}/\text{km}$ |
| $L_{t-0,4kV}$ | Inductancia Thevenin de la RD-0,4 kV AC | H |
| L_{t-25kV} | Inductancia Thevenin del STF-25 kV AC | H |
| L'_{t-25kV} | Inductancia Thevenin del STF-25 kV AC después del transformador de interconexión 25/0,4 kV | H |
| $P_{0,4kV}$ | Potencia activa de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC | W |
| $P_{0,4kV,n}$ | Potencia activa nominal de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC | W |
| $p_{0,4kV,r}$ | Potencia activa de referencia inyectada/extraída del bus DC por el convertidor de la RD-0,4 kV AC | W |
| P_{25kV} | Potencia activa de salida del convertidor del STF-25 kV AC | W |
| P_{25kV}^{ref} | Potencia activa inyectada/extraída del convertidor del STF-25 kV AC | W |
| $p_{25kV,r}$ | Potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el STF-25 kV AC | W |
| $p_{25kV,r-lim}$ | Potencia activa de referencia limitada inyectada/extraída límite en el bus DC por el STF-25 kV AC | W |
| P_{3kV} | Potencia activa de salida del convertidor del STF-3 kV DC | W |
| $p_{3kV,r}$ | Potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el STF-3 kV DC | W |
| $p_{3kV,r-lim}$ | Potencia activa de referencia limitada inyectada/extraída en | W |

| | | |
|------------------|--|------|
| | el bus DC por el STF-3 kV DC | |
| P_B | Potencia activa de salida del convertidor del banco de baterías | W |
| $P_{B,n}$ | Potencia activa nominal de salida del convertidor del banco de baterías | W |
| $p_{B,r}$ | Potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del banco de baterías | W |
| P_{ECVEAC} | Potencia activa de salida del convertidor de la ECVE AC reversible | W |
| P_{ECVEDC} | Potencia activa de salida del convertidor de la ECVE DC reversible | W |
| P_{FV} | Potencia activa de salida del convertidor del generador FV | W |
| $p_{FV,r}$ | Potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del sistema FV | W |
| P_{NET} | Potencia activa neta en el bus DC | W |
| P_{SC} | Potencia activa de salida del convertidor del supercondensador | W |
| $p_{SC,dc}$ | Potencia activa inyectada/extraída en el bus DC por el supercondensador | W |
| $P_{SC,n}$ | Potencia activa nominal de salida del convertidor del supercondensador | W |
| $p_{SC,r}$ | Potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del supercondensador | W |
| P_{st} | Indices de <i>flicker</i> uno a corto plazo | p.u. |
| P_{lt} | Indices de <i>flicker</i> a corto plazo | p.u. |
| $q_{0,4kV,r}$ | Potencia reactiva de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor RD-0,4 kV AC | VAr |
| q_{25kV} | Potencia reactiva de salida del convertidor del STF-25 kV AC | VAr |
| q_{25kV}^{ref} | Potencia reactiva inyectada/extraída del convertidor del | VAr |

| | | |
|----------------------|--|------------|
| | STF-25 kV AC | |
| $q_{25kV,r}$ | Potencia reactiva de referencia de salida del convertidor del STF-25 kV AC | VAr |
| R | Resistencia de línea de conexión al bus DC del convertidor | m Ω |
| R' | Resistencia serie equivalente de la capacidad del filtro del convertidor C_c | m Ω |
| $R_{0,4kV}$ | Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC | Ω |
| $R_{0,4kV,a (b, c)}$ | Resistencia de la fase $a (b, c)$ de la RD-0,4 kV AC | Ω |
| R_{25kV} | Resistencia equivalente del convertidor del STF-25 kV AC | Ω |
| R_{3kV} | Resistencia equivalente del convertidor del STF-3 kV DC | Ω |
| $R_{c-0,4kV}$ | Resistencia del filtro de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC | Ω |
| R_B | Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías | Ω |
| R_{c-25kV} | Resistencia del filtro de salida del convertidor del STF-25 kV AC | Ω |
| R_{c-3kV} | Resistencia del filtro de salida del convertidor del STF-3 kV DC | Ω |
| R_{c-B} | Resistencia del filtro de salida del convertidor del banco de baterías | Ω |
| $R_{c-ECVEAC}$ | Resistencia del filtro de salida del convertidor de la ECVE AC reversible | Ω |
| $R_{c-ECVEDC}$ | Resistencia del filtro de salida del convertidor de la ECVE AC reversible | Ω |
| R_{c-FV} | Resistencia del filtro de salida del convertidor del generador FV | Ω |
| R_{c-SC} | Resistencia del filtro de salida del convertidor del supercondensador | Ω |
| R_d | Suma de resistencias de los diodos antiparalelo en funcionamiento | Ω |

| | | |
|----------------|--|----------------|
| $R_{f-0,4kV}$ | Resistencia del filtro del convertidor de la RD-0,4 kV AC | Ω |
| R_{f-25kV} | Resistencia del filtro del convertidor del STF-25 kV AC | Ω |
| R_{f-3kV} | Resistencia del filtro del convertidor del STF-3kV DC | Ω |
| R_{f-B} | Resistencia del filtro del convertidor del banco de baterías | Ω |
| $R_{f-ECVEAC}$ | Resistencia del filtro del convertidor de la ECVE AC reversible | Ω |
| $R_{f-ECVEDC}$ | Resistencia del filtro del convertidor de la ECVE DC reversible | Ω |
| R_{f-FV} | Resistencia del filtro del convertidor del generador FV | Ω |
| R_{f-SC} | Resistencia del filtro del convertidor del supercondensador | Ω |
| $R_{g-0,4kV}$ | Resistencia de la red de 0,4 kV | Ω |
| R_{g-3kV} | Resistencia de la red de 3 kV | Ω |
| R_i | Resistencia equivalente del convertidor i -ésimo | Ω |
| $R_{L-0,4kV}$ | Resistencia de la línea de 0,4 kV | m Ω /km |
| R_{L-25kV} | Resistencia de la línea de 25 kV | m Ω /km |
| R_{L-3kV} | Resistencia de la línea de 3 kV | m Ω /km |
| R_{L-B} | Resistencia de la línea entre el convertidor del banco de baterías y el bus DC | m Ω /km |
| R'_{L-B} | Resistencia de la línea entre el banco de baterías y el convertidor | m Ω /km |
| R_{SC} | Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador | Ω |
| R_{SPC} | Resistencia del modelo del supercondensador | Ω |
| $R_{t-0,4kV}$ | Resistencia Thevenin de la RD-0,4 kV AC | Ω |
| R_{t-25kV} | Resistencia Thevenin del STF-25 kV AC | Ω |
| R'_{t-25kV} | Resistencia Thevenin del STF-25 kV AC después del transformador de interconexión 25/0,4 kV | Ω |
| R_{thB} | Resistencia del circuito equivalente Thevenin del banco de | Ω |

| | | |
|------------------------------|--|---|
| | baterías | |
| s_1, s_2 | Raíces | |
| $T_{\alpha\beta 0}$ | Matriz de Clarke | |
| T_a | Temperatura | ° |
| T_{abc} | Matriz inversa de Clarke | |
| t_{pico} | Tiempo para alcanzar el pico máximo | s |
| t | Tiempo | s |
| t_D | Tiempo de desconexión | s |
| u_B | Tensión del banco de baterías | V |
| u_c | Tensión de la capacidad del filtro del convertidor | V |
| u_{SC} | Tensión del supercondensador | V |
| U_{c0} | Tensión inicial de la capacidad del filtro | V |
| u_d | Suma de tensiones de los diodos antiparalelo en funcionamiento | |
| U_g | Amplitud de la tensión | V |
| u_{ga} | Tensión en la fase a del lado de red | V |
| $v_{0,4kV,0}(\alpha, \beta)$ | Componente 0 (α, β) de la tensión del convertidor de la RD-0,4 kV AC | V |
| $v_{0,4kV,a}(b, c)$ | Componente a (b, c) de la tensión trifásica del convertidor de la RD-0,4 kV AC | V |
| $V_{0,4kV,inf}$ | Límite inferior de activación del convertidor de la RD-0,4 kV AC | V |
| $V_{0,4kV,sup}$ | Límite superior de activación del convertidor de la RD-0,4 kV AC | V |
| v_{25kV} | Tensión de salida del STF-25 kV AC | V |
| $v_{25kV,\alpha}(\beta)$ | Componente α (β) de la tensión del STF-25 kV AC | V |
| $v_{25kV,d}(q)$ | Componente d (q) de la tensión del STF-25 kV AC | V |

| | | |
|------------------------------------|--|-----|
| v_{3kV} | Tensión de salida del STF-3 kV DC | V |
| $V_{3kV,inf}$ | Límite inferior de activación del convertidor del STF-3 kV DC | V |
| $V_{3kV,sup}$ | Límite superior de activación del convertidor del STF-3kV DC | V |
| v_B | Tensión de salida del banco de baterías | V |
| $V_{B,inf}$ | Límite inferior de activación del convertidores del banco de baterías | V |
| $V_{B,sup}$ | Límite superior de activación del convertidor del banco de baterías | V |
| v_{dc} | Tensión de funcionamiento del bus DC | V |
| V_{dc} | Tensión de funcionamiento del bus DC | V |
| $v_{dc,lp}$ | Tensión de funcionamiento del LPF para el convertidor de la RD-0,4 kV AC y supercondensador | V |
| $v_{ECVEAC,0(\alpha,\beta)}$ | Componente 0 (α , β) de la tensión de la ECVE AC reversible | V |
| $v_{ECVEAC,d(q)}$ | Componente d (q) de la tensión de la ECVE AC reversible | V |
| $v_{ECVEAC,0(\alpha,\beta)}^{ref}$ | Componente 0 (α , β) de la tensión de referencia de modulación del convertidor de la ECVE AC reversible | V |
| $v_{ECVEAC,a(b,c)}^{ref}$ | Componente a (b , c) de la tensión de referencia de modulación del convertidor de la ECVE AC reversible | V |
| $v_{ECVEAC,d(q)}^{ref}$ | Componente d (q) de la tensión de referencia de modulación del convertidor de la ECVE AC reversible | V |
| v_f | Velocidad del viento | m/s |
| $v_{f,a(b,c)}$ | Componente a (b , c) de la tensión de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC | V |
| $v_{f,0,4kV,\alpha(\beta)}^{ref}$ | Componente α (β) de la tensión de referencia de modulación del convertidor de la RD-0,4 kV AC | V |
| $v_{f,25kV,\alpha(\beta)}^{ref}$ | Componente α (β) de la tensión de referencia de | V |

| | | |
|-----------------|---|---|
| | modulación del convertidor del STF-25 kV AC | |
| v_{FV} | Tensión de salida del generador FV | V |
| $V_{inf,0,4kV}$ | Límite inferior de la tensión del convertidor de la RD-0,4 kV AC | V |
| $V_{inf,B}$ | Límite inferior de la tensión del convertidor del banco de baterías | V |
| $V_{inf,min}$ | Límite inferior mínimo de activación de los convertidores | V |
| $V_{inf,SC}$ | Límite inferior de la tensión del convertidor del supercondensador | V |
| $V_{ref,0,4kV}$ | Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC | V |
| $V_{ref,25kV}$ | Tensión de referencia DC del convertidor del STF-25 kV AC | V |
| $V_{ref,3kV}$ | Tensión de referencia DC del convertidor del STF-3 kV DC | V |
| $V_{ref,B}$ | Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías | V |
| $V_{ref,FV}$ | Tensión de referencia DC del convertidor del sistema FV | V |
| $V_{ref,i}$ | Referencia de tensión del convertidor i -ésimo | V |
| $V_{ref,SC}$ | Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador | V |
| V_{SC} | Tensión de salida del supercondensador | V |
| $V_{SC,inf}$ | Límite inferior de activación del convertidor del supercondensador | V |
| $V_{SC,sup}$ | Límite superior de activación del convertidor del supercondensador | V |
| $V_{sup,0,4kV}$ | Límite superior de la tensión del convertidor de la RD-0,4 kV AC | V |
| $V_{sup,B}$ | Límite superior de la tensión del convertidor del banco de baterías | V |
| $V_{sup,max}$ | Límite superior máximo de activación de los convertidores | V |

$V_{sup,SC}$ Límite superior de la tensión del convertidor del supercondensador V

Las referencias a ecuaciones se indicarán mediante paréntesis () y las referencias a publicaciones y textos mediante corchetes [].

Lista de figuras

| Figura | Nº Pág. |
|--|----------------|
| Figura 2.1. Diagrama de bloques del nodo DC compacto multiterminal. | 11 |
| Figura 2.2. Modelo dinámico del lado DC del nodo DC compacto multiterminal. | 13 |
| Figura 2.3. Estructura principal del controlador de regulación de tensión del bus DC. | 16 |
| Figura 2.4. Características de regulación de los convertidores de la RD-0,4 kV AC, supercondensador y banco de baterías con valores de referencia. | 24 |
| Figura 2.5. Circuito equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC. | 25 |
| Figura 2.6. Diagrama de bloques del control del convertidor de la RD-0,4 kV DC. | 26 |
| Figura 2.7. Regulador de tensión DC. | 26 |
| Figura 2.8. Circuito equivalente del convertidor del banco de baterías y supercondensador. | 30 |
| Figura 2.9. Diagrama de bloques del control del convertidor del banco de baterías, supercondensador y generador FV. | 31 |
| Figura 2.10. Diagrama de bloques del control del convertidor del STF-3 kV DC. | 35 |
| Figura 2.11. Diagrama de bloques del control del convertidor del STF-25 kV AC. | 36 |
| Figura 2.12. Diagrama de bloques del control del convertidor de la ECVE AC reversible. | 38 |
| Figura 3.1. Nodo DC compacto multiterminal con interconexiones a las diferentes redes, al generador FV y ECVEs bidireccionales. | 42 |
| Figura 3.2. Estructura convencional del STF-25 kV AC en España. | 54 |
| Figura 4.1. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nodo DC compacto multiterminal en el STF-25 kV AC. | 60 |
| Figura 4.2. Estructura convencional del STF-3 kV DC en España. | 63 |
| Figura 4.3. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nodo | 65 |

DC compacto multiterminal en el STF-3 kV DC.

Figura 4.4. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nodo DC compacto multiterminal en la RD-0,4 kV AC. 67

Figura 4.5. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para las ECVSs bidireccionales, sistemas de almacenamiento de energía y generador. 69

Figura 5.1. Circuitos equivalentes para el convertidor AC-DC y/o el convertidor DC-DC en caso de una falta de cortocircuito en el bus DC del nodo DC compacto multiterminal. 73

Figura 5.2. Circuito equivalente para el convertidor AC-DC entre la RD-0,4 kV AC y el bus DC con una falta de cortocircuito en el bus DC. 78

Figura 5.3. Circuito equivalente para el convertidor AC-DC entre el STF-25 kV AC y el bus DC con una falta de cortocircuito en el bus DC. 78

Figura 5.4. Circuito equivalente para los convertidores (DC-AC, AC-DC) entre el STF-3 kV DC y el bus DC con una falta de cortocircuito en el bus DC. 79

Figura 5.5. Circuito equivalente para el convertidor DC-DC entre el banco de baterías y el bus DC con una falta de cortocircuito en el bus DC. 79

Figura 5.6. Circuito equivalente para el convertidor monofásico entre el STF25 kV AC y el bus DC con una falta a tierra desde el bus DC. 83

Figura 6.1. Sistemas de protección para el lado DC del nodo DC compacto multiterminal. 88

Figura 6.2. Diagrama de la protección P_{CCF} : interruptor automático de estado sólido bidireccional basado en IGCT. 89

Figura 6.3. Diagrama de la protección P_C : interruptor automático híbrido bidireccional. 89

Figura 7.1. Convertidor trifásico AC-DC de la RD-0,4 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea de la RD-0,4 kV ($i_{L-0,4kV}$); corriente de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC ($i_{VSC-0,4kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c). 96

Figura 7.2. Convertidor trifásico AC-DC de la RD-0,4 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea 96

| | |
|--|-----|
| de la RD-0,4 kV AC ($i_{L-0,4kV}$); corriente de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC ($i_{VSC-0,4kV}$); tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c, i_c). | |
| Figura 7.3. Convertidor trifásico AC-DC de la RD-0,4 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c, i_c). | 97 |
| Figura 7.4. Convertidor trifásico AC-DC de la RD-0,4 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente trifásica del lado de red (i_{abc}); tensión en la fase a del lado de red (u_{ga}). | 97 |
| Figura 7.5. Convertidor monofásico AC-DC del STF-25 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea del STF-25 kV AC (i_{L-25kV}); corriente de salida del convertidor del STF-25 kV AC ($i_{VSC-25kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); corriente del lado de red de la fase a (i_{ga}). | 98 |
| Figura 7.6. Convertidor monofásico AC-DC del STF-25 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea del STF-25 kV AC (i_{L-25kV}); corriente del salida del convertidor del STF-25 kV AC ($i_{VSC-25kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); corriente del lado de red (i_{ga}). | 99 |
| Figura 7.7. Convertidor monofásico AC-DC del STF-25 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c, i_c). | 99 |
| Figura 7.8. Convertidor monofásico AC-DC del STF-25 kV AC con una falta a tierra desde el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea al STF-25 kV AC (i_{L-25kV}); corriente de salida del convertidor del STF-25 kV AC ($i_{VSC-25kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c). | 100 |
| Figura 7.9. Convertidores trifásicos del STF-3 kV DC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección P_C : corriente por la inductancia de la línea al STF-3 kV DC (i_{L-3kV}); corriente de salida del convertidor del STF-3 kV DC ($i_{VSC-3kV}$); tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c, i_c). | 101 |
| Figura 7.10. Convertidores trifásicos del STF-3 kV DC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección P_C : corriente por la inductancia de la línea al STF-3 kV DC (i_{L-3kV}); corriente de salida del convertidor del STF-3 kV DC ($i_{VSC-3kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c). | 101 |

| | |
|---|-----|
| Figura 7.11. Convertidores trifásicos del STF-3 kV DC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección P_C : tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c, i_c). | 102 |
| Figura 7.12. Convertidor DC-DC del banco de baterías con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente de salida del convertidor del banco de baterías ($i_{DC-DCC-B}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); tensión y corriente del banco de baterías (u_B, i_B). | 103 |
| Figura 7.13. Convertidor DC-DC del banco de baterías con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea del banco de baterías (i_{L-B}); corriente de salida del convertidor del banco de baterías ($i_{DC-DCC-B}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); tensión y corriente del banco de baterías (u_B, i_B). | 103 |
| Figura 7.14. Convertidor DC-DC del banco de baterías con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c, i_c). | 104 |
| Figura 7.15. Convertidor DC-DC del supercondensador con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente de salida del convertidor del supercondensador ($i_{DC-DCC-SC}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); tensión y corriente del supercondensador (u_{SC}, i_{SC}). | 105 |
| Figura 7.16. Convertidor DC-DC del supercondensador con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea del supercondensador (i_{L-SC}); corriente de salida del convertidor del supercondensador ($i_{DC-DCC-SC}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); tensión y corriente del supercondensador (u_{SC}, i_{SC}). | 105 |
| Figura 7.17. Convertidor DC-DC del SC con una falta por cortocircuito con y sin protección: tensión y corriente del condensador del filtro del condensador (u_c, i_c). | 106 |
| Figura 7.18. Intensidades por las capacidades de los filtros de convertidores y de salida de los convertidores en caso de una falta de cortocircuito DC en la entrada del convertidor DC-DCC ₄ (con y sin protección). | 107 |

Lista de tablas

| Tabla | Nº Pág. |
|--|----------------|
| Tabla 3.1. Respuesta de la GD/RD a tensiones y frecuencias anormales en redes de distribución (BT y MT) junto con tensiones de suministro para los STFs y ajustes para la respuesta del nodo DC compacto multiterminal en condiciones anormales en diferentes redes. | 51 |
| Tabla 3.2. Intervalos de tensión, frecuencia y retraso de tiempo para la reconexión de GD/RD en redes de distribución juntos con ajustes pertinentes en STFs y ajustes propuestos para la reconexión del nodo DC compacto multiterminal | 56 |
| Tabla 7.1. Parámetros de líneas y convertidores del nodo DC compacto multiterminal | 93 |

Lista de abreviaturas

| | |
|---------------|--|
| 0.4-kV AC SDN | Secondary Distribution Network of 0.4 kV AC |
| 25-kV AC RTS | Rail Traction System of 25 kV AC |
| 25-kV DC RTS | Rail Traction System of 3 kV DC |
| AC | Alternating Current |
| ADIF | Administrador de Infraestructuras Ferroviarias |
| AT | Alta Tensión |
| BT | Baja Tensión |
| CA | Centro de Acoplamiento |
| CB | Circuit Breaker |
| CC | Centro de Conmutación |
| CSC | Current Source Converter |
| DC | Direct Current |
| DC-DCC | DC-DC Converter |
| DR | Distributed Resources |
| ECVE | Estación de Carga de Vehículos Eléctricos |
| EMCB | Electro-Mechanical Circuit Breaker |
| ETO | Emitter Turn-Off Thyristor |
| EV | Electric Vehicles |
| EVCS | Electric Vehicles Charging Stations |
| FV | Fotovoltaico/a |
| G2V | Grid to Vehicle |
| GD | Generación Distribuida |
| GTO | Gate Turnoff Thyristor |
| HCB | Hybrid Circuit Breaker |
| IGBT | Insulated-Gate Bipolar Transistor |
| IGCT | Integrated Gate-Commutated Thyristor |
| IMD | Insulation Monitoring Device |
| LOM | Loss of Mains |

| | |
|--------------|--|
| LV | Low Voltage |
| MB | Mechanical Breakers |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |
| MT | Media Tensión |
| ORD | Operador de la Red de Distribución |
| OSTF | Operador del Sistema de Tracción Ferroviaria |
| PAC | Punto de Acoplamiento Común |
| PACI | Punto de Acoplamiento Común Interno |
| PI | Proporcional Integral |
| PWM | Pulse Width Modulation |
| RD | Recurso Distribuido |
| RD-0,4 kV-AC | Red de Distribución de 0,4 kV-AC -Red de Distribución de BT- |
| RCD | Charge-Discharge-Type Snubber |
| RTS | Railway Traction Systems |
| SC | Supercondensador |
| SSCB | Solid State Circuit Breaker |
| ST | Subestación de Tracción |
| STF | Sistema de Tracción Ferroviaria |
| STF-25 kV AC | Sistema de Tracción Ferroviaria de 25 kV AC |
| STF-3 kV DC | Sistema de Tracción Ferroviaria de 3 kV DC |
| TrTr | Transfer Tripping |
| V2G | Vehicle to Grid |
| VE | Vehículo Eléctrico |
| VSC | Voltage Source Converter |

CAPÍTULO 1:

Objetivos y planteamiento de la Tesis Doctoral

1.1. Introducción

Los vehículos eléctricos (VEs) reducen las emisiones de CO₂ generadas por el sector del transporte tradicional que usa combustibles fósiles [1-4]. No obstante, su difusión a gran escala requerirá una implantación masiva de estaciones de carga de vehículos eléctricos (ECVEs) en las redes de distribución tradicionales. Esta elevada penetración de ECVEs resultante involucrará numerosos impactos técnicos en la red [5-7] y requerirá superar diferentes retos [1,8-15]. Además, es de esperar que dicha implantación incluya a los sistemas de tracción ferroviaria (STFs) [16-19].

El primer reto surge del hecho de que la mayoría del uso del transporte público y/o privado termine aproximadamente alrededor de la hora pico de demanda eléctrica. Por tanto, el sistema eléctrico no puede proporcionar suficiente potencia si se desea recargar los VEs inmediatamente después de su uso. Se requiere necesariamente la implementación de una gestión del lado de la demanda que gestione la carga del VE, por ejemplo la carga del VE en periodos de baja demanda [5,7,20-22].

Los VEs en la actualidad solo son capaces de almacenar energía procedente de la red (red a vehículo o *grid to vehicle*, G2V). Sin embargo, en este punto surge un nuevo reto asociado a

nuevas prácticas incipientes [23] que emplean las baterías de VEs como fuentes de potencia dirigidas hacia la red (vehículo a red o *vehicle to grid*, V2G). El objetivo último es usar dicha potencia para proporcionar servicios auxiliares del sistema de potencia [24-26]. Por tanto, las ECVEs se deben gestionar como fuentes y cargas a la vez, esto es, tienen capacidad bidireccional de flujo de potencia y se deben considerar como un recurso distribuido (RD). Consecuentemente, no se pueden aplicar el conjunto simplificado existente de requerimientos y prácticas de interconexión de ECVEs unidireccionales.

El tercer reto se relaciona con la mezcla de fuentes usadas para abastecer la energía requerida en las ECVEs. Una reducción de emisiones de CO₂ de los VEs necesariamente debe basarse en el uso de fuentes renovables para alimentar las ECVEs [1-3], por ejemplo sistemas fotovoltaicos (FVs) o también potencia calificada como 'renovable' como la que proviene del frenado regenerativo de los STFs [16,27]. Aunque la obtención de estos tipos de energía es un asunto tecnológicamente ya superado, su integración en la red es aún problemática debido fundamentalmente a su comportamiento estocástico y la alta incertidumbre asociada a su predicción. Así, en el contexto FV recientes estudios analizan el almacenamiento local (uso de banco de baterías) como medio para suavizar la incertidumbre de predicción [28].

En este contexto, la definición de un nodo DC compacto multiterminal que se use como referencia futura para alimentar ECVEs bidireccionales en el marco de redes de distribución y sistemas de tracción ferroviarios requiere una combinación de nuevas tecnologías, la explotación óptima de infraestructuras existentes, así como cambios en las prácticas de operación y protección de las compañías eléctricas. Para hacer este planteamiento realidad, el proyecto *FerroSmartGrid* [29] ha desarrollado nuevos productos y servicios para este nodo DC. Así, el nodo DC compacto multiterminal definido conecta las siguiente redes, fuentes y/o cargas: 1) Red de Distribución de 0,4 kV AC (RD-0,4 kV AC); 2) Sistema de Tracción Ferroviaria de 25 kV AC (STF-25 kV AC); 3) Sistema de Tracción Ferroviaria de 3 kV DC (STF-3 kV DC); 4) un sistema local de RD que incluye un generador FV y un sistema de almacenamiento de energía (banco de baterías y supercondensador); 5) dos ECVEs bidireccionales.

El proyecto *FerroSmartGrid* [29] ha establecido las bases para una interconexión inteligente, eficiente y segura de fuentes complementarias AC y DC que alimentan ECVEs bidireccionales gracias a este nodo definido como referencia. Bajo estos objetivos generales del proyecto se enmarca el trabajo de investigación de esta Tesis Doctoral que ha sido desarrollada dentro de *FerroSmartGrid*. Obviamente, dentro de un planteamiento amplio de objetivos del proyecto, la investigación de la Tesis Doctoral se ha centrado fundamentalmente a presentar soluciones de interconexión de red segura ante la carencia actual de soluciones eficaces. Esta carencia representa una barrera significativa para una implantación máxima de nodos de este tipo que alimenten ECVEs bidireccionales. En el proyecto *FerroSmartGrid* han estado involucradas

nueve compañías (Telvent Energía, Adif, Inabensa, Indra, Windinertia, Anadel, Adevice, Telvent Transporte y Acisa) y cuatro universidades (Sevilla, Málaga, Jaén y Córdoba). Adicionalmente, para el desarrollo de la investigación de la Tesis Doctoral se ha contado con la colaboración de la compañía de distribución Endesa que no forma parte de las compañías involucradas en el proyecto.

Fruto de los trabajos iniciales desarrollados en este proyecto de investigación los equipos de participantes optaron por definir un bus DC (750 V) como base de un nodo DC compacto multiterminal. Esta solución de interconexión ofrece una unión más fiable y eficaz entre redes a diferentes frecuencias (AC y DC). Además, la conexión a tales redes de generación distribuida local (FV y sistemas del almacenamiento auxiliares) y cargas regenerativas (ECVEs bidireccionales -V2G-) gozan de los mismos beneficios con tal configuración. Esto está motivado por que el bus DC, frente al bus AC, reduce las etapas de conversión de potencia para las interconexiones, o conexiones internas, aumentando la eficiencia del sistema global [30,31]. Además, el paralelismo de múltiples fuentes en un bus DC es más directo porque se elimina el requerimiento de regulación de frecuencia [30,31]. Por tanto, el nodo DC compacto multiterminal se interconecta finalmente a una RD-0,4 kV AC, un STF-25 kV AC y un STF-3 kV DC. Además, el nodo está provisto de sistemas del almacenamiento auxiliares locales (banco de baterías y supercondensadores) con capacidad de flujo de potencia bidireccional. El banco de baterías proporciona una respuesta lenta con una alta capacidad de almacenamiento de energía, mientras que los supercondensadores proporcionan una respuesta rápida pero con menor energía almacenada. Un generador FV aporta la potencia renovable y, finalmente las ECVEs bidireccionales hacen uso de la energía renovable generada en el nodo.

La estrategia de gestión y control de potencia en el bus DC persigue gestionar la potencia disponible de diferentes fuentes para que satisfagan la demanda de carga regenerativa (ECVEs bidireccionales) con el mínimo costo posible, dando máxima prioridad a la potencia FV y de frenado regenerativo. Los flujos de potencia en el bus DC se establecen por medio de convertidores AC-DC o DC-DC que ajustan la tensión DC entre límites aceptables. Así, el flujo de potencia inyectado/extraído en el bus DC por el STF-25 kV AC se obtiene a partir de la medida de potencia circulante por la línea del contacto aérea a la cual está conectado el nodo DC multiterminal. Sin embargo, los canales de comunicación más deficientes del STF-3 kV DC hacen necesario utilizar la tensión de línea de contacto aérea como variable para determinar el flujo de potencia inyectado/extraído en el bus DC por el STF-3 kV DC. La RD-0,4 kV AC se conecta al bus DC como apoyo del sistema de almacenamiento auxiliar local.

Más allá de focalizar el análisis planteado en esta Tesis Doctoral de determinar la estrategia de gestión y control más adecuada, el objetivo principal se centra en la presentación de soluciones de interconexión de red segura. Así, una implantación máxima de estos nodos DC compactos multiterminales que alimenten ECVEs solo podrá alcanzarse cuando la seguridad de

redes y sistemas unidos en dicho nodo esté garantizada sobre adecuados requerimientos de protección eléctrica.

La protección eléctrica permite que las redes y sistemas operen en paralelo de forma segura y, a menudo, es el requisito técnico más importante [32]. Sin embargo, dentro del contexto de interconexión de diferentes sistemas en un nodo, la investigación que se ha realizado hasta la fecha [30,31,33,34] se ha orientado únicamente hacia el control, operación y gestión de potencia de nodos. Sin apenas analizar la necesidad de disponer un conjunto claro, conciso y unificado de requerimientos de protección eléctrica que garantice la seguridad de los sistemas que operan en paralelo en un nodo.

Los requerimientos de protección eléctrica para cada una de las interconexiones del nodo DC deben ser compatibles con la integración de todos los sistemas en dicho nodo. Estos requerimientos de protección, actualmente, solo han sido tratados de forma aislada e independiente para cada uno de los sistemas, al no existir el concepto de nodo de integración propuesto en esta Tesis Doctoral.

Los requerimientos de protección eléctrica para la interconexión de generación local distribuida (GD) en redes de distribución han sido definidos tradicionalmente de forma unívoca para cada tipo de GD. Así, existe una amplia relación de normas de compañía, reglamentos (p. ej. GD/RD [35] y GD-FV [36-41]) y normas nacionales/internacionales (p. ej. GD/RD [32,42-53] y GD-FV [44,54-58]). Específicamente, para la interconexión de ECVes unidireccionales tanto en sistemas de tracción ferroviaria como en redes de distribución está apareciendo una legislación incipiente (p. ej. STF-25 kV AC [59,60], STF-3 kV DC [61], RD-0,4 kV AC [62,63]). Por tanto, la propuesta de integración en esta Tesis Doctoral hace necesario gestionar una legislación bastante heterogénea y, a menudo, con requerimientos de protección eléctrica contradictorios.

Esta definición de requerimientos de protección está obviamente condicionada por el impacto conjunto de los distintos sistemas del nodo sobre la protección de interconexión. Así, se han analizado diferentes fuentes normativas para caracterizar el impacto individual sobre el sistema de protección de interconexión de: 1) GD-FV en una RD-0,4 kV AC [43,64-67] y en un STF-25 kV AC [60,68]; 2) ECVes en una RD-0,4 kV AC [1,5-15].

En este contexto, el primer objetivo principal de la Tesis Doctoral es la caracterización del diseño, estructura y funcionalidad de la protección eléctrica de los sistemas de interconexión del nodo DC multiterminal que garantice la seguridad de todos los sistemas unidos en el nodo. Este objetivo se ha alcanzado mediante el análisis, valoración e interpretación de los requerimientos existentes en distintos documentos normativos relacionados con los sistemas de interconexión del nodo DC. Este estudio ha permitido definir unívoca, clara y concisamente los requerimientos perseguidos.

Los requerimientos definidos del sistema de protección de interconexión, concretamente para el lado DC del nodo, deben ser obviamente compatibles con el comportamiento característico de las variables eléctricas en caso de una falta interna en el nodo (falta DC). Este comportamiento para el nodo DC objeto de estudio en esta Tesis Doctoral, que incluye convertidores reversibles, puede ser sustancialmente diferente al de los sistemas tradicionales DC o AC. Aunque existen varios estudios sobre la caracterización de las variables eléctricas en nodos DC compactos multiterminales en condiciones de falta DC [64,68-77], los resultados no son extrapolables universalmente debido a la existencia de diferentes configuraciones, estrategias de control en los convertidores, tipos de convertidores, valores de impedancias de red, tamaños de filtros, etc.

Es necesario por tanto llevar a cabo una caracterización específica del comportamiento de las variables eléctricas del nodo DC compacto multiterminal en caso de falta internas, y en particular, su respuesta natural. Esta respuesta puede conllevar requerimientos de protección eléctrica muy exigentes. Así, esta Tesis Doctoral presenta las expresiones analíticas adaptadas que describen la respuesta de una falta DC típica para cada una de las conexiones del nodo DC compacto multiterminal. Los tipos de faltas que se han analizado abarcan la totalidad de posibles faltas, esto es, una falta de cortocircuito en el bus DC y una falta a tierra desde el bus DC. Así, se presentan factores claves tales como la magnitud de corriente pico y constante de tiempo en la evolución de la corriente de falta DC, en las diferentes conexiones existentes del nodo DC, en función de los parámetros característicos del nodo propuesto.

Esta caracterización requiere de un modelado del nodo DC compacto multiterminal con convertidores reversibles. Como primer punto de este modelado, es necesario la implementación de estrategias de gestión y control en los convertidores. En la literatura analizada existe amplia información [30- 34,78] sobre estrategias de control en convertidores DC-DC (AC-DC) para nodos DC compactos multiterminales. Como se ha indicado previamente, la estrategia implementada en los convertidores prioriza la potencia renovable (FV y de frenado regenerativo). El modelado del nodo se ha completado con la definición de resistencias, inductancias y capacidades involucradas en las líneas de conexión del nodo.

La aparición de una falta DC en un nodo DC compacto multiterminal involucra una cantidad importante de retos que deben ser resueltos por el sistema de protección de interconexión, concretamente en su lado DC. Entre estos retos cabe incluir: 1) protección contra corrientes de alta magnitud y tasa de cambio; 2) prevención de transitorios de tensión asociados a la operación de dispositivos de protección; 3) necesidad de un tiempo de operación muy corto; 4) baja resistencia del convertidor a la falta DC; 5) la escasez de normas, guías y experiencias [64]. Además, se debe realizar el desarrollo efectivo del concepto de nodo DC compacto multiterminal que puede contribuir a incrementar los sensores y la infraestructura de comunicación.

Estos retos únicamente pueden ser superados si se realiza un diseño del sistema de

protección de interconexión (lado DC) basado en requisitos avanzados. Se ha considerado por tanto, como un segundo objetivo principal de la Tesis Doctoral, el diseño del *hardware* requerido (equipamiento de medida, relés y dispositivos de protección) para este sistema de protección basado en interruptores DC y accesorios que operen a velocidades, tensiones y corrientes adecuadas [64,69,70,71].

Naturalmente la etapa de diseño de *hardware* se debe completar mediante una siguiente etapa de comprobación de su viabilidad. Esta viabilidad conlleva verificar la capacidad de operación del *hardware* disponible en el mercado y su efectividad. La capacidad de operación significa que los ajustes del sistema de protección de interconexión diseñado (lado DC) deben ser compatibles con la modificación que experimenta la variable de control bajo diferentes tipos de faltas DC en el nodo DC. Por otro lado, la efectividad implica que las faltas sean eliminadas en un tiempo compatible que prevenga el daño o destrucción de convertidores y/o sus capacidades del filtro de salida.

1.2. Objetivos y planteamiento de la Tesis Doctoral

El objetivo de esta Tesis Doctoral es la caracterización del diseño, estructura y funcionalidad de la protección eléctrica de los sistemas de interconexión de un nodo DC compacto multiterminal que garantice la seguridad de todos los sistemas unidos en el nodo.

Las premisas establecidas en el apartado anterior favorecen y hacen interesante el desarrollo de esta investigación, al no disponer de un conjunto unificado de requerimientos para la protección de interconexión y la estructura del sistema de puesta a tierra. En esta Tesis Doctoral se presentan los requerimientos específicos para cada sistema de protección de interconexión del nodo DC compacto multiterminal. Esto incluye el diseño teórico del sistema de protección de interconexión, concretamente para su lado DC, basado en requisitos avanzados y, su análisis de viabilidad.

El trabajo desarrollado en esta Tesis Doctoral se ha planteado siguiendo el siguiente procedimiento:

- Revisión del estado del arte y de la normativa asociada.
- Planteamiento y desarrollo del sistema de protección de interconexión.
- Obtención de resultados de simulación en diferentes escenarios de análisis.

1.3. Estructura de la Tesis Doctoral

La Tesis Doctoral se ha estructurado en capítulos. Este primer capítulo revisa el estado actual las infraestructuras necesarias para alimentar ECVEs bidireccionales y los restos asociados a una implantación masiva de estas ECVEs. A continuación, se exponen brevemente los objetivos

específicos para el resto de capítulos:

- El capítulo 2 presenta la estructura del nodo DC compacto multiterminal que alimenta las ECVEs. Se define su configuración mediante una microred DC, e incluye la estrategia de gestión y control de potencia del nodo visto de forma global y, particularizada para cada una de sus interconexiones, considerando en general interconexiones bidireccionales. Este punto es crucial para el modelado del comportamiento del nodo DC compacto multiterminal en condiciones de falta interna y el análisis de la viabilidad de un sistema de protección para estas faltas.
- El capítulo 3 está dedicado a la caracterización de la protección eléctrica de interconexión del nodo DC compacto multiterminal estableciendo la definición de los requerimientos generales en estas categorías. Estos requerimientos se agrupan atendiendo a diferentes condiciones tales como: 1) detección de faltas en la red y aislamiento del nodo; 2) funcionamiento en isla; 3) coordinación de prácticas de reenganche de las redes con el nodo; 4) reconexión a red del nodo.
- El capítulo 4 cierra el proceso de caracterización de la protección eléctrica de interconexión definiendo y particularizando aquellos requerimientos específicos en cada sistema de protección de interconexión. Para este fin se parte de los requerimientos generales y se adaptan, modifican o armonizan a las condiciones particulares de cada interconexión del nodo DC compacto multiterminal.
- El capítulo 5 trata la caracterización específica del comportamiento de las variables eléctricas del nodo DC compacto multiterminal en caso de falta internas, y en particular, su respuesta natural, la cual puede conllevar requerimientos de protección eléctrica muy exigentes.
- El capítulo 6 presenta, una vez conocidos los requerimientos del sistema de protección de interconexión (concretamente para su lado DC), el diseño teórico del sistema de protección de interconexión (lado DC) basado en requisitos avanzados. Este diseño incluye el *hardware* requerido (equipamiento de medida, relés y dispositivos de protección) para una protección adecuada de convertidores en caso de faltas DC.
- El capítulo 7 evalúa la viabilidad del sistema de protección diseñado para el lado DC del nodo en sus diferentes interconexiones. Esta evaluación se realiza en el entorno de simulación Matlab/Simulink, analizando la efectividad del sistema de protección ante diferentes tipos de faltas DC.

Por último, se indica la bibliografía más relevante consultada para la elaboración del presente documento. Este documento concluye con un breve currículum vitae en el que se detallan las publicaciones internacionales relacionadas con la Tesis Doctoral en las que ha

participado el doctorando.

CAPÍTULO 2

Estructura del nodo DC compacto multiterminal para alimentar ECVEs

2.1. Introducción

La actual preocupación por un entorno medioambiental libre de polución es la base para el uso creciente del VE en el futuro. La consecuente amplia difusión de ECVEs en las redes de distribución involucrará un fuerte impacto negativo sobre éstas que exigirá su revisión/modificación. Una posible alternativa a estas actuaciones es desarrollar estrategias de carga inteligentes, entre ellas está la generación in situ con potencia renovable. Esta estrategia, además de mitigar el citado impacto negativo, contribuye a reducir las emisiones de CO₂ del sector del transporte [2,79].

El avance tecnológico posibilita que la potencia renovable procedente de sistemas FVs o del frenado regenerativo de sistemas de tracción ferroviaria (otra fuente englobada como renovable) pueda ser una fuente competitiva para alimentar las ECVEs. Actualmente, la mayoría de ECVEs se alimentan exclusivamente de redes de distribución en aplicaciones residenciales [80] o, esporádicamente, en aparcamientos públicos [2,81]. No obstante, la revisión bibliográfica muestra algunos ejemplos de ECVEs conectadas a red basadas en fuentes renovables [79,82- 85] incluyendo baterías [86-88] o ECVEs en configuración aislada [89]. La mayoría de estos ejemplos no detalla el interface requerido de electrónica de potencia [79,84,86,88]. Aquellos que si lo hacen [82-84], no presentan una estrategia de gestión y control inteligente que

maximice la energía renovable hacia las ECVEs, minimizando el impacto de éstas sobre los sistemas de distribución. Este capítulo presenta como uno de sus objetivos esta estrategia en un sistema híbrido renovable (nodo DC compacto multiterminal) que alimenta ECVEs en un aparcamiento de una estación ferroviaria para viajeros/abonados que cargan sus VEs a partir de potencia renovable (FV y frenado regenerativo de STFs). La estrategia de gestión y control de potencia planteada controla la potencia de diferentes fuentes de generación de manera que la demanda de las ECVEs bidireccionales puede ser abastecida con un mínimo coste, dando máxima prioridad a la potencia FV y del frenado regenerativo en los sistemas de tracción ferroviaria.

Puesto que las fuentes renovables involucradas, así como las ECVEs tienen un carácter estocástico, es necesario hacer uso de un sistema de almacenamiento de energía, compuesto por un banco de baterías [86,88], un supercondensador o una combinación de ambos. La batería proporciona potencia extra durante un periodo de tiempo prologando. Los supercondensadores son más eficientes para gestionar así los cambios bruscos de potencia [90] que surgen bajo fuentes/cargas estocásticas, evitando el envejecimiento prematuro de baterías.

El nodo DC compacto multiterminal (sistema híbrido) definido puede trabajar bajo el enfoque de microred DC o AC. En este contexto, el enfoque de microred DC está ganando importancia frente a la microred AC [91] debido a su mayor eficiencia, interface más ajustada para las fuentes DC implicadas y, un mejor cumplimiento de los requerimientos de calidad en los receptores [92,93]. No obstante, el incremento de convertidores conectados en la microred DC y, su dispersión espacial, es una seria limitación para implementar una estrategia de gestión y control adecuada. Sin embargo, se puede superar esta dificultad aplicando el método de control de regulación de los sistemas de potencia tradicional [94] propuesto para micro-redes AC y DC [95]. Por tanto, la estrategia de control propuesta en esta Tesis Doctoral determinará la corriente de salida de cada convertidor de regulación a partir de la desviación de tensión de referencia [96].

2.2. Configuración del nodo DC compacto multiterminal

La Figura 2.1 muestra el diagrama de bloques del nodo DC compacto multiterminal que alimenta dos ECVEs bidireccionales (AC y DC). Las fuentes primarias de potencia son el frenado regenerativo de los STFs (AC, DC) y un generador FV. Además, un banco de baterías y un supercondensador constituyen el sistema de almacenamiento de energía principal. La RD-0,4 kV AC constituye un sistema de almacenamiento de energía de respaldo.

Los sistemas de electrónica de potencia que conectan las diferentes fuentes/cargas en el nodo DC compacto multiterminal son convertidores DC-DC [97] y AC-DC [98]. Todos los convertidores tienen una potencia nominal de 50 kW a excepción de los convertidores bidireccionales usados en el enlace hacia las ECVEs (AC, DC), que tienen menor potencia.

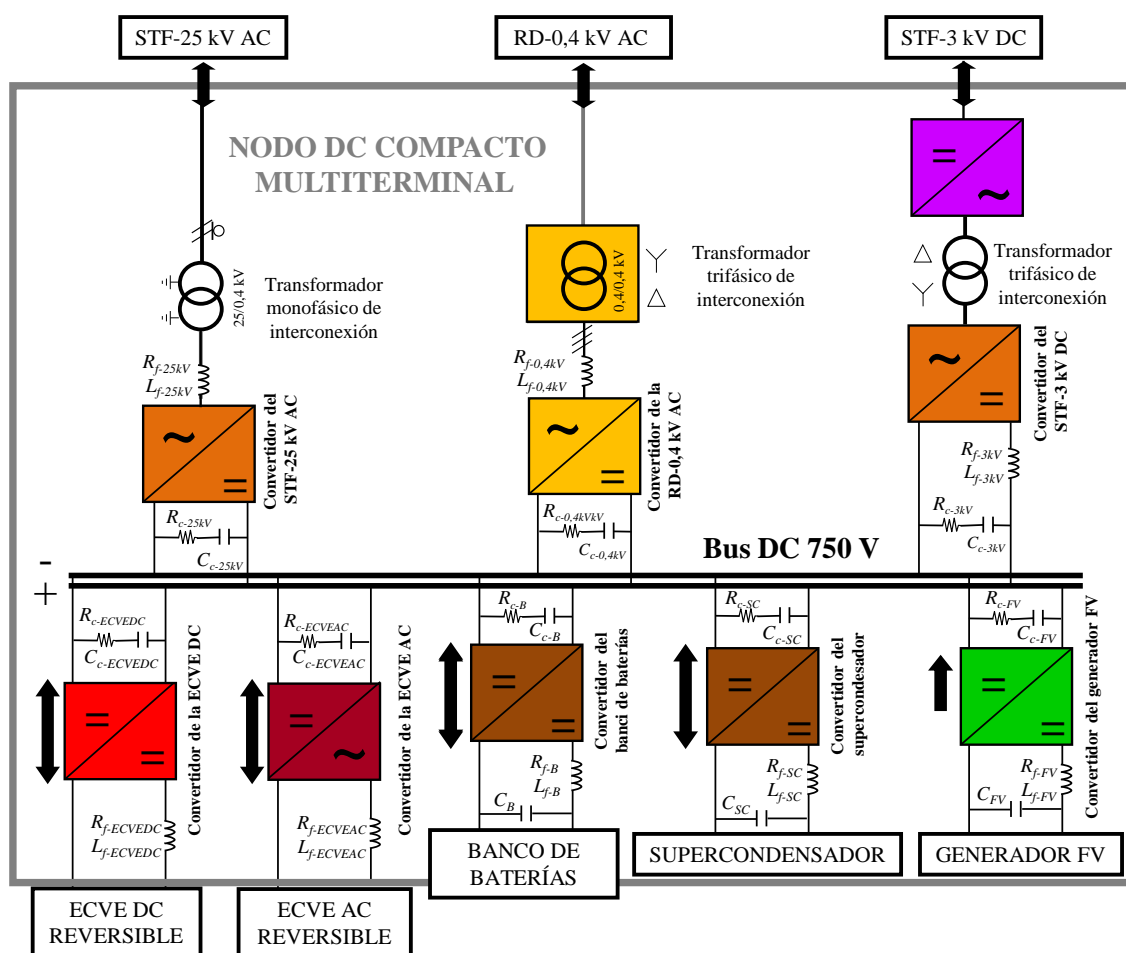


Figura 2.1. Diagrama de bloques del nodo DC compacto multiterminal.

El banco de baterías y el supercondensador emplean un convertidor DC-DC elevador bidireccional con una inductancia L_{f-B} , L_{f-SC} y una capacidad de filtro de salida C_B , C_{SC} .

El generador FV emplea un convertidor DC-DC elevador unidireccional con una inductancia L_{f-FV} y una capacidad de filtro de salida C_{FV} . Además, el control del convertidor dispone de seguimiento del punto de máxima potencia o *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) para extraer la máxima potencia disponible del generador FV [99,100].

El convertidor trifásico bidireccional de la RD-0,4 kV AC (monofásico del STF-25 kV AC) utiliza la técnica de modulación del ancho de pulso (PWM) sobre IGBTs para controlar la tensión de salida en la inductancia del filtro $L_{f-0,4kV}$ (L_{f-25kV}), y por tanto, la tensión en el filtro de red (lado de generación). En consecuencia se puede controlar la corriente que circula a través del filtro así como el flujo de potencia entre la red (RD-0,4 kV AC, STF-25 kV AC) y el bus DC, a la vez que hace un control bidireccional de corriente (potencia) activa y reactiva independiente [5,81,101,102].

El STF-3 kV DC emplea un convertidor DC-DC reductor bidireccional con una inductancia L_{f-3kV} .

El sistema de control de corriente adoptado en los convertidores AC-DC usa un controlador vectorial implementado en el sistema de coordenadas dq síncrono, donde las componentes AC de secuencia positiva aparecen como cantidades DC [102]. Los convertidores DC-DC también usan PWM para controlar la tensión de salida del convertidor y, por tanto, la tensión en el filtro de salida (lado de generación).

Por razones de seguridad, se requiere un aislamiento galvánico entre los STFs y la RD-0,4 kV AC [103,104], consiguiéndolo entre el bus DC y el STF-3 kV DC o la red RD-0,4 kV AC mediante un transformador de interconexión con ratio unidad después del convertidor. También se ha diseñado un transformador entre el STF-25 kV AC y el bus DC con este objetivo.

2.3. Estrategia de gestión de potencia

La estrategia de gestión de potencia en el nodo DC compacto multiterminal persigue controlar el flujo de potencia de las fuentes para que la energía servida a las ECVEs sea básicamente renovable. Así, se da máxima prioridad a la potencia FV y del frenado regenerativo de los STFs.

El convertidor del generador FV opera en MPPT actuando como convertidor en fuente de corriente o *Current Source Converter* (CSC). El convertidor del STF (AC y DC) actúa también como un CSC puesto que la inyección/extracción de potencia en el bus DC no depende de esta tensión DC siempre que este incluida en un intervalo. La inyección/extracción de potencia del convertidor de la ECVE (AC, DC) tampoco depende de la tensión del bus DC.

Estos cinco flujos incontrolados de potencia obligan a acomodar la potencia del convertidor del banco de baterías y supercondensador de forma distribuida, además de la RD-0,4 kV AC como respaldo. El equilibrio de potencias requiere necesariamente una estrategia de control de tensión del bus DC que no sea rígida. Los convertidores del banco de baterías, supercondensador y RD-0,4 kV AC son por tanto los responsables de regular la tensión del bus DC debido a su capacidad de flujo bidireccional.

La filosofía de control establecida en esta Tesis Doctoral proviene de la práctica de reguladores de velocidad aplicada al conjunto de generadores rotativos síncronos conectados en paralelo en un sistema eléctrico de potencia [94]. A semejanza con la velocidad de generadores rotativos, la tensión de salida de convertidores de regulación se determina a partir de la señal de control global, tensión de funcionamiento del bus (V_{dc}).

El esquema de control utiliza dos lazos de control de realimentación anidados, que combinados, generan la referencia de corriente de salida del convertidor de regulación i -ésimo (i_i). Un lazo exterior crea la referencia de tensión ($V_{ref,i}$) que es seguido por el lazo de tensión que determina la corriente a partir de la resistencia equivalente del convertidor R_i :

$$i_i = \frac{V_{ref,i} - V_{dc}}{R_i} \quad (2.1)$$

donde:

- $V_{ref,i}$: Referencia de tensión del convertidor i -ésimo
- V_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- R_i : Resistencia equivalente del convertidor i -ésimo

La Figura 2.2 presenta el modelo dinámico del lado DC del nodo DC compacto multiterminal. Así, el convertidor bidireccional de la RD-0,4 kV AC, del supercondensador y del banco de baterías se modela como una fuente de corriente controlada por la señal del regulador de tensión del bus DC [105]. Se tiene el siguiente balance de corrientes:

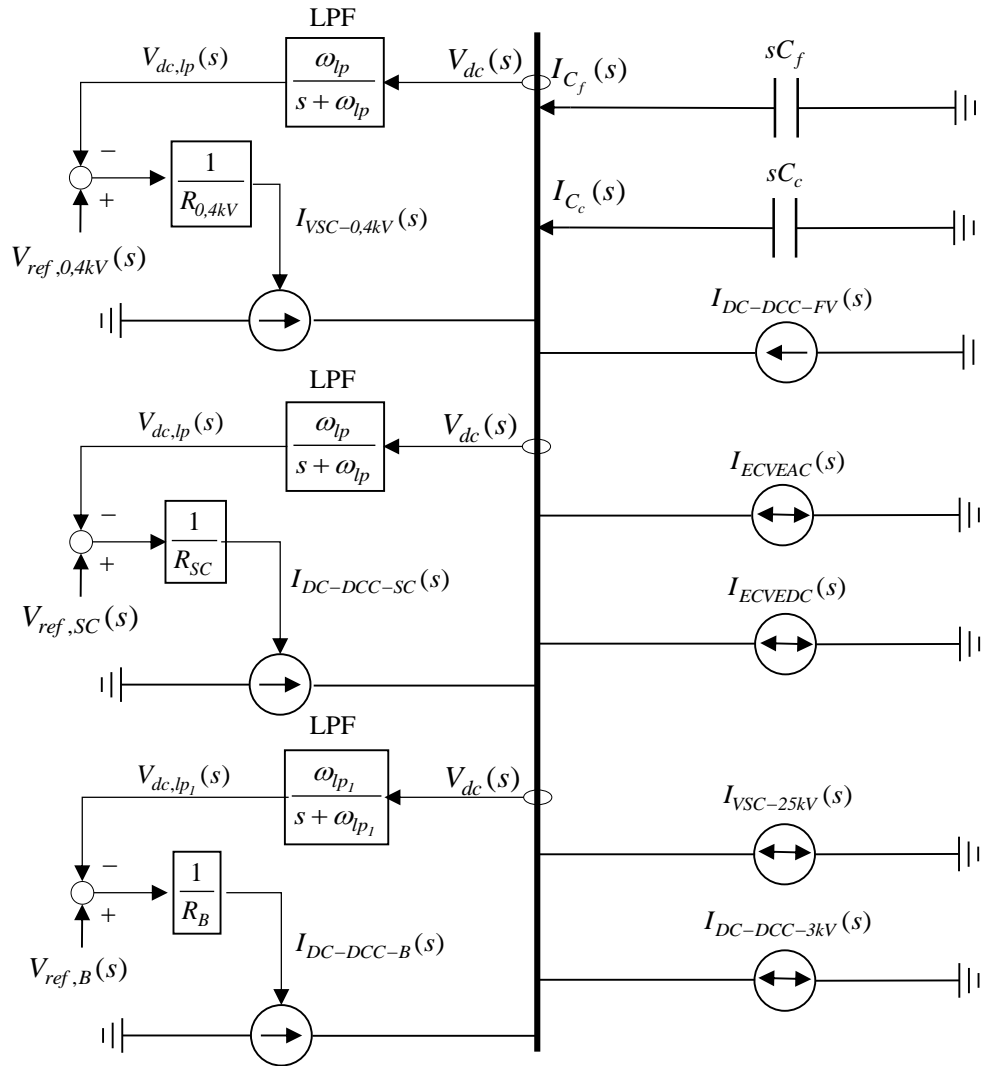


Figura 2.2. Modelo dinámico del lado DC del nodo DC compacto multiterminal.

$$I_{VSC-0,4kV}(s) + I_{DC-DCC-B}(s) + I_{DC-DCC-SC}(s) - (C_f + C_c)sV_{dc}(s) = I_{ECVEAC}(s) + (2.2)$$

$$+ I_{ECVEDC}(s) - I_{VSC-25kV}(s) - I_{DC-DCC-3kV}(s) - I_{DC-DCC-FV}(s) = I_{NET}(s)$$

$$I_{VSC-0,4kV}(s) = \frac{V_{ref,0,4kV}(s) - \frac{\omega_{lp}}{s + \omega_{lp}}V_{dc}(s)}{R_{0,4kV}} \quad (2.3)$$

$$I_{DC-DCC-SC}(s) = \frac{V_{ref,SC}(s) - \frac{\omega_{lp}}{s + \omega_{lp}}V_{dc}(s)}{R_{SC}} \quad (2.4)$$

$$I_{DC-DCC-B}(s) = \frac{V_{ref,B}(s) - \frac{\omega_{lp1}}{s + \omega_{lp1}}V_{dc}(s)}{R_B} \quad (2.5)$$

donde:

- ω_{lp} : Frecuencia de corte del filtro paso bajo o *Low-Pass Filter* (LPF) para el convertidor de la RD-0,4 kV AC y supercondensador
- ω_{lp1} : Frecuencia de propia del LPF para el convertidor del banco de baterías
- C_c : Capacidad equivalente de los convertidores del STF-25 kV AC, STF-3 kV DC y ECVEs AC y DC reversible
- C_f : Capacidad equivalente de los convertidores de la RD-0,4 kV AC, banco de baterías, supercondensador y generador FV
- $I_{DC-DCC-3kV}$: Corriente de salida del convertidor del STF-3 kV DC
- $I_{DC-DCC-B}$: Corriente de salida del convertidor del banco de baterías
- $I_{DC-DCC-FV}$: Corriente de salida del convertidor del generador FV
- $I_{DC-DCC-SC}$: Corriente de salida del convertidor del supercondensador
- I_{ECVEAC} : Corriente de salida del convertidor de la ECVE AC reversible
- I_{ECVEDC} : Corriente de salida del convertidor de la ECVE DC reversible
- I_{NET} : Diferencia de corrientes de salida de todos los sistemas conectados al bus DC
- $I_{VSC-0,4kV}$: Corriente de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $I_{VSC-25kV}$: Corriente de salida del convertidor del STF-25 kV AC
- $R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
- R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador
- V_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC

$V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías

$V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

La tensión del bus DC medida se alimenta a un LPF que atenúa la interacción entre la tensión de secuencia negativa del lado AC y el control del bus DC.

Usando las ecuaciones (2.1), (2.2) y (2.3), las variables $V_{ref,0,4kV}$, $V_{ref,SC}$, $V_{ref,B}$ y I_{NET} se pueden combinar en un solo diagrama del bloques que es presentado en la Figura 2.3. El diagrama resultante representa la estructura principal del controlador de regulación de tensión del bus DC para los convertidores de la RD-0,4 kV AC y sistemas del almacenamiento (banco de baterías y supercondensador). C_{DC} ($C_f + C_c$) es la capacidad total equivalente de los convertidores conectados al bus DC.

De la Figura 2.3 se puede deducir el valor de la tensión $V_{dc}(s)$ obtenida a partir de:

$$\begin{aligned}
 V_{dc}(s) = & \frac{\frac{1}{R_{0,4kV} C_{DC}} (s + \omega_{lp})}{s^2 + \omega_{lp} s + \frac{(R_{0,4kV} + R_{SC} + R_B) \omega_{lp}}{R_{0,4kV} R_{SC} R_B C_{DC}}} V_{ref,0,4kV}(s) \\
 & + \frac{\frac{1}{R_{SC} C_{DC}} (s + \omega_{lp})}{s^2 + \omega_{lp} s + \frac{(R_{0,4kV} + R_{SC} + R_B) \omega_{lp}}{R_{0,4kV} R_{SC} R_B C_{DC}}} V_{ref,SC}(s) \\
 & + \frac{\frac{1}{R_B C_{DC}} (s + \omega_{lp1})}{s^2 + \omega_{lp1} s + \frac{(R_{0,4kV} + R_{SC} + R_B) \omega_{lp1}}{R_{0,4kV} R_{SC} R_B C_{DC}}} V_{ref,B}(s) \\
 & - \frac{\frac{1}{C_{DC}} (s + \omega_{lp})}{s^2 + \omega_{lp} s + \frac{(R_{0,4kV} + R_{SC} + R_B) \omega_{lp}}{R_{0,4kV} R_{SC} R_B C_{DC}}} I_{NET}(s)
 \end{aligned} \tag{2.6}$$

donde:

ω_{lp} : Frecuencia de corte del LPF del convertidor de la RD-0,4 kV AC y supercondensador

ω_{lp1} : Frecuencia de corte del LPF para el convertidor del banco de baterías

C_{DC} : Capacidad total equivalente de los convertidores conectados al bus DC

I_{NET} : Diferencia de corrientes de salida de todos los sistemas conectados al bus DC

$R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC

R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías

R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador

- V_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
 $V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC
 $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías
 $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

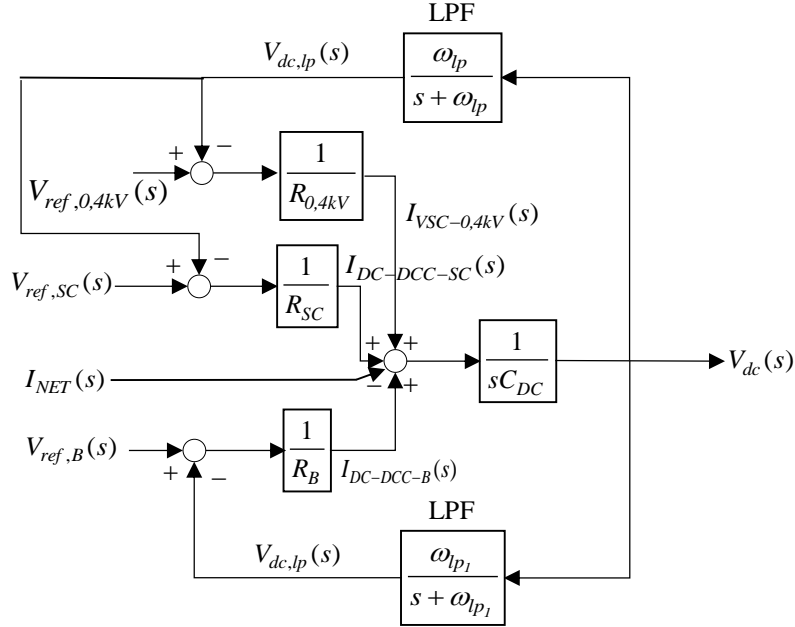


Figura 2.3. Estructura principal del controlador de regulación de tensión del bus DC.

La ecuación característica de la función de transferencia en bucle cerrado se puede obtener de la ecuación (2.6) según:

$$p(s) = s^2 + \omega_{lp} s + \frac{(R_{0,4kV} + R_{SC} + R_B) \omega_{lp}}{R_{0,4kV} R_{SC} R_B C_{DC}} \quad (2.7)$$

donde:

- ω_{lp} : Frecuencia de corte del LPF del convertidor de la RD-0,4 kV AC
 C_{DC} : Capacidad total equivalente de los convertidores conectados al bus DC
 $R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC
 R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
 R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador

La ecuación característica se puede expresar mediante la siguiente expresión:

$$p(s) = s^2 + \zeta_n \omega_n s + \omega_n^2 \quad (2.8)$$

donde:

- ω_n : Frecuencia de lazo cerrado
- ζ_n : Constante de amortiguamiento de lazo cerrado

El valor de la capacidad total equivalente de convertidores conectados al bus DC determina el funcionamiento del sistema de control de tensión DC usando las ecuaciones (2.7) y (2.8):

$$C_{DC} = C_f + C_c = \frac{(R_{0,4kV} + R_{SC} + R_B) 4\zeta_n^2}{R_{0,4kV} R_{SC} R_B \omega_{lp}} \quad (2.9)$$

donde:

- ω_{lp} : Frecuencia de corte del LPF del convertidor de la RD-0,4 kV AC y supercondensador
- ζ_n : Constante de amortiguamiento de lazo cerrado
- C_c : Capacidad equivalente de los convertidores del STF-25 kV AC, STF-3 kV DC y ECVEs AC y DC reversible
- C_{DC} : Capacidad total equivalente de los convertidores conectados al bus DC
- C_f : Capacidad equivalente de los convertidores de la RD-0,4 kV AC, banco de baterías, supercondensador y generador FV
- $R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
- R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador

La pulsación ω_n viene dada por la expresión:

$$\omega_n = \frac{1}{2\zeta_n \omega_{lp}} \quad (2.10)$$

donde:

- ω_{lp} : Frecuencia de corte del LPF del convertidor de la RD-0,4 kV AC y supercondensador
- ζ_n : Constante de amortiguamiento de lazo cerrado

Las ecuaciones anteriores se pueden escribir para régimen permanente como:

$$I_{VSC-0,4kV} + I_{DC-DCC-B} + I_{DC-DCC-SC} = I_{NET} \quad (2.11)$$

$$I_{VSC-0,4kV} = \frac{V_{ref,0,4kV} - V_{dc}}{R_{0,4kV}} \quad (2.12)$$

$$I_{DC-DCC-SC} = \frac{V_{ref,SC} - V_{dc}}{R_{SC}} \quad (2.13)$$

$$I_{DC-DCC-B} = \frac{V_{ref,B} - V_{dc}}{R_B} \quad (2.14)$$

donde:

- $I_{DC-DCC-B}$: Corriente de salida del convertidor del banco de baterías
- $I_{DC-DCC-SC}$: Corriente de salida del convertidor del supercondensador
- I_{NET} : Diferencia de corrientes de salida de todos los sistemas conectados al bus DC
- $I_{VSC-0,4kV}$: Corriente de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
- R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador
- V_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías
- $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

Sustituyendo las ecuaciones (2.12), (2.13) y (2.14) en la ecuación (2.11) se tiene la siguiente ecuación:

$$V_{dc} = \frac{R_{SC}R_B V_{ref,0,4kV} + R_{0,4kV}R_B V_{ref,SC} + R_{0,4kV}R_{SC} V_{ref,B} - R_{0,4kV}R_{SC}R_B I_{NET}}{R_{SC}R_B + R_{0,4kV}R_B + R_{0,4kV}R_{SC}} \quad (2.15)$$

donde:

- I_{NET} : Diferencia de corrientes de salida de todos los sistemas conectados al bus DC
- $R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
- R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador
- V_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías
- $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

Las potencias activas $P_{0,4kV}$, P_{SC} y P_B están dadas por:

$$P_{0,4kV} = V_{dc} \cdot I_{VSC-0,4kV} = \frac{V_{dc} (V_{ref,0,4kV} - V_{dc})}{R_{0,4kV}} \quad (2.16)$$

$$P_{SC} = V_{dc} \cdot I_{DC-DCC-SC} = \frac{V_{dc} (V_{ref,SC} - V_{dc})}{R_{SC}} \quad (2.17)$$

$$P_B = V_{dc} \cdot I_{DC-DCC-B} = \frac{V_{dc} (V_{ref,B} - V_{dc})}{R_B} \quad (2.18)$$

donde:

- $I_{DC-DCC-B}$: Corriente de salida del convertidor del banco de baterías
- $I_{DC-DCC-SC}$: Corriente de salida del convertidor del supercondensador
- $I_{VSC-0,4kV}$: Corriente de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $P_{0,4kV}$: Potencia activa de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- P_B : Potencia activa de salida del convertidor del banco de baterías
- P_{SC} : Potencia activa de salida del convertidor del supercondensador
- $R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
- R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador
- V_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías
- $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

Usando las ecuaciones (2.12) y (2.15) se obtiene:

$$I_{VSC-0,4kV} = \frac{R_{0,4kV} R_{SC} R_B I_{NET} + R_B (V_{ref,0,4kV} - V_{ref,SC}) + R_{SC} (V_{ref,0,4kV} - V_{ref,B})}{R_{SC} R_B + R_{0,4kV} R_B + R_{0,4kV} R_{SC}} \quad (2.19)$$

Usando las ecuaciones (2.13) y (2.15) se obtiene:

$$I_{DC-DCC-SC} = \frac{R_{0,4kV} R_{SC} R_B I_{NET} + R_{0,4kV} (V_{ref,SC} - V_{ref,B}) + R_B (V_{ref,SC} - V_{ref,0,4kV})}{R_{SC} R_B + R_{0,4kV} R_B + R_{0,4kV} R_{SC}} \quad (2.20)$$

Usando las ecuaciones (2.14) y (2.15) se obtiene:

$$I_{DC-DCC-B} = \frac{R_{0,4kV} R_{SC} R_B I_{NET} + R_{0,4kV} (V_{ref,B} - V_{ref,SC}) + R_{SC} (V_{ref,B} - V_{ref,0,4kV})}{R_{SC} R_B + R_{0,4kV} R_B + R_{0,4kV} R_{SC}} \quad (2.21)$$

donde:

- $I_{DC-DCC-B}$: Corriente de salida del convertidor del banco de baterías
- $I_{DC-DCC-SC}$: Corriente de salida del convertidor del supercondensador
- $I_{VSC-0,4kV}$: Corriente de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- I_{NET} : Diferencia de corrientes de salida de todos los sistemas conectados al bus DC.
- $R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
- R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador
- V_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías
- $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

Si se define la regulación de tensión δ como:

$$\delta = \frac{V_{ref,0,4kV} - V_{dc}}{V_{ref,0,4kV}} = \frac{V_{ref,SC} - V_{dc}}{V_{ref,SC}} = \frac{V_{ref,B} - V_{dc}}{V_{ref,B}} \quad (2.22)$$

donde:

- V_{dc} : Tensión de funcionamiento
- $V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías
- $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

Las ecuaciones (2.16), (2.17) y (2.18) se pueden escribir como:

$$P_{0,4kV} = \frac{\delta(1-\delta)V_{ref,0,4kV}^2}{R_{0,4kV}} \quad (2.23)$$

$$P_{SC} = \frac{\delta(1-\delta)V_{ref,SC}^2}{R_{SC}} \quad (2.24)$$

$$P_B = \frac{\delta(1-\delta)V_{ref,B}^2}{R_B} \quad (2.25)$$

donde:

| | |
|-------------------|---|
| δ : | Regulación de la tensión |
| $P_{0,4kV}$: | Potencia activa de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC |
| P_B : | Potencia activa de salida del convertidor del banco de baterías |
| P_{SC} : | Potencia activa de salida del convertidor del supercondensador |
| $R_{0,4kV}$: | Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC |
| R_B : | Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías |
| R_{SC} : | Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador |
| $V_{ref,0,4kV}$: | Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC |
| $V_{ref,B}$: | Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías |
| $V_{ref,SC}$: | Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador |

Las ecuaciones (2.23), (2.24) y (2.25) se pueden reformular para obtener las ecuaciones de la potencia activa en función de la condición de potencia nominal como siguen:

$$P_{0,4kV,n} = \frac{\delta_n(1-\delta_n)V_{dc}^2}{R_{0,4kV}} \quad (2.26)$$

$$P_{SC,n} = \frac{\delta_n(1-\delta_n)V_{dc}^2}{R_{SC}} \quad (2.27)$$

$$P_{B,n} = \frac{\delta_n(1-\delta_n)V_{dc}^2}{R_B} \quad (2.28)$$

donde:

| | |
|-----------------|---|
| δ_n : | Regulación de la tensión en condición de potencia nominal |
| $P_{0,4kV,n}$: | Potencia activa nominal de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC |
| $P_{B,n}$: | Potencia activa nominal de salida del convertidor del banco de baterías |
| $P_{SC,n}$: | Potencia activa nominal de salida del convertidor del supercondensador |
| $R_{0,4kV}$: | Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC |
| R_B : | Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías |
| R_{SC} : | Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador |
| V_{dc} : | Tensión de funcionamiento del bus DC |

A partir de la condición de potencia activa nominal en las ecuaciones (2.26), (2.27) y (2.28) ($P_{0,4kV,n}$, $P_{SC,n}$, $P_{B,n}$ y δ_n) se puede obtener la resistencia equivalente de los diferentes convertidores:

$$R_{0,4kV} = \frac{\delta_n (1 - \delta_n) V_{ref,0,4kV}^2}{P_{0,4kV,n}} \quad (2.29)$$

$$R_{SC} = \frac{\delta_n (1 - \delta_n) V_{ref,SC}^2}{P_{SC,n}} \quad (2.30)$$

$$R_B = \frac{\delta_n (1 - \delta_n) V_{ref,B}^2}{P_{B,n}} \quad (2.31)$$

donde:

- δ_n : Regulación de la tensión en condiciones nominales
- $P_{0,4kV,n}$: Potencia activa nominal de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $P_{B,n}$: Potencia activa nominal de salida del convertidor del banco de baterías
- $P_{SC,n}$: Potencia activa nominal de salida del convertidor del supercondensador
- $R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
- R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador
- $V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías
- $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

En este punto es posible redefinir la ecuación que determina la capacidad total equivalente de los convertidores conectados al bus DC. Partiendo de la ecuación (2.9), y utilizando las ecuaciones (2.29), (2.30) y (2.31), se puede obtener la ecuación para la capacidad C_{DC} como sigue:

$$C_{DC} = \frac{2\zeta_n^2 (P_{0,4kV,n} V_{ref,0,4kV}^2 + P_{SC,n} V_{ref,SC}^2 + P_{B,n} V_{ref,B}^2)}{\omega_{lp} \delta_n (1 - \delta_n) V_{ref,0,4kV}^2 V_{ref,SC}^2 + \omega_{lp} \delta_n (1 - \delta_n) V_{ref,B}^2} \quad (2.32)$$

donde:

- δ_n : Regulación de la tensión en condición de potencia nominal
- ζ_n : Constante de amortiguamiento de lazo cerrado
- ω_{lp} : Frecuencia de corte del LPF del convertidor de la RD-0,4 kV AC

| | |
|-------------------|---|
| ω_{pl} : | Frecuencia de corte del LPF para el convertidor del banco de baterías |
| $P_{0,4kV,n}$: | Potencia activa nominal de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC |
| $P_{B,n}$: | Potencia activa nominal de salida del convertidor del banco de baterías |
| $P_{SC,n}$: | Potencia activa nominal de salida del convertidor del supercondensador |
| $V_{ref,0,4kV}$: | Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC |
| $V_{ref,B}$: | Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías |
| $V_{ref,SC}$: | Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador |

La Figura 2.4 muestra la característica de regulación en régimen permanente de los convertidores de la RD-0,4 kV AC, supercondensador y banco de baterías. La corriente de salida bidireccional de estos convertidores se controla a partir de la pendiente de la característica de regulación de tensión.

La operación del convertidor de la RD-0,4 kV AC está regulada por la tensión del bus DC en el intervalo $[V_{inf,0,4kV}, V_{sup,0,4kV}]$. Esta estrategia también se implementada en el convertidor del supercondensador y banco de baterías dentro de los intervalos $[V_{inf,SC}, V_{sup,SC}]$ y $[V_{inf,B}, V_{sup,B}]$ respectivamente. No obstante, el convertidor de supercondensador y del banco de baterías no activa el flujo de potencia bidireccional en el intervalo $[V_{B-SC,inf}, V_{B-SC,sup}]$. De igual forma, este flujo bidireccional no se habilita para el convertidor de la RD-0,4 kV AC en el intervalo $[V_{0,4kV,inf}, V_{0,4kV,sup}]$.

Si la tensión del bus DC supera el umbral $V_{0,4kV,sup}$ existe una limitación lineal de potencia disponible aportada al bus desde los convertidores de STFs (DC y AC) y el generador FV hasta un valor cero que se alcanza en $V_{sup,max}$. De igual forma, existe una limitación lineal de potencia disponible extraída del bus desde los convertidores de los STFs (DC y AC) si la tensión del bus DC es inferior al umbral $V_{0,4kV,inf}$ alcanzando el valor 0 en $V_{inf,min}$.

La potencia activa neta en el bus DC P_{NET} , dada por la diferencia entre la demanda/aporte de las ECVEs (AC y DC), la generación FV y aporte/extracción desde los STFs (AC y DC) se obtiene por:

$$P_{NET} = P_{ECVEAC} + P_{ECVEDC} - P_{3kV} - P_{25kV} - P_{FV} \quad (2.33)$$

donde:

| | |
|----------------|--|
| P_{25kV} : | Potencia activa de salida del convertidor del STF-25 kV AC |
| P_{3kV} : | Potencia de activa salida del convertidor del STF-3 kV DC |
| P_{ECVEAC} : | Potencia de activa salida del convertidor de la ECVE AC reversible |
| P_{ECVEDC} : | Potencia de activa salida del convertidor de la ECVE DC reversible |
| P_{FV} : | Potencia de activa salida del convertidor del generador FV |

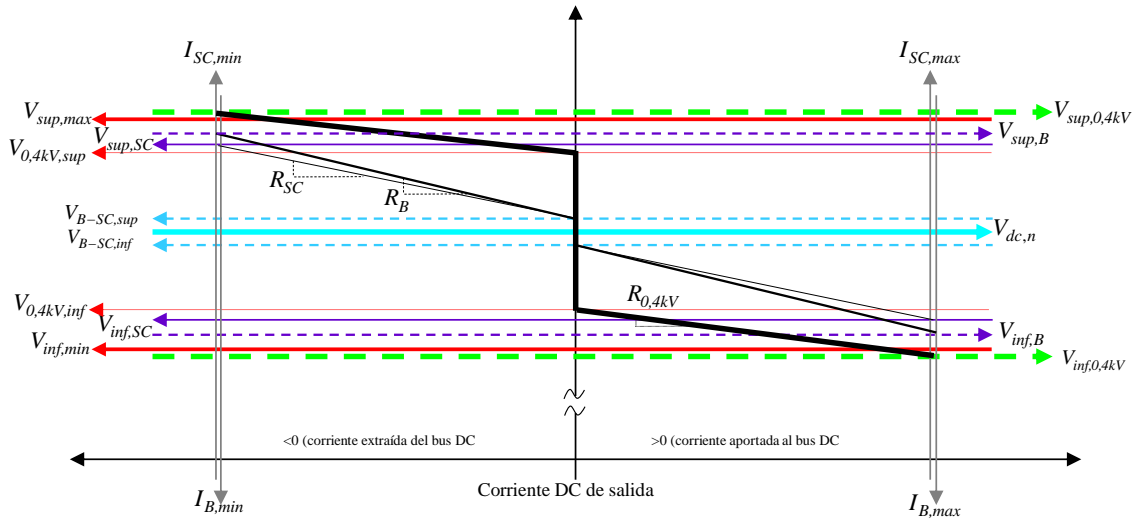


Figura 2.4. Características de regulación de los convertidores de la RD-0,4 kV AC, supercondensador y banco de baterías con valores de referencia.

Por otro lado, esta potencia activa neta P_{NET} es dada por:

$$P_{NET} = P_{0,4kV} + P_B + P_{SC} \quad (2.34)$$

donde:

- $P_{0,4kV}$: Potencia activa de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- P_B : Potencia activa de salida del convertidor del banco de baterías
- P_{SC} : Potencia activa de salida del convertidor del supercondensador

Esta potencia determinará los siguientes modos de funcionamiento del bus DC:

1) Modo-1, operación en descarga ($P_{NET}<0$):

El déficit de potencia en el nodo DC es restituido mediante dos aportes, uno rápido procedente del supercondensador y otro de respuesta más lenta del banco de baterías. Así, el supercondensador gestiona las variaciones rápidas de potencia y el banco de baterías gestiona el almacenamiento masivo de energía. Solo un déficit adicional de potencia, no gestionado por estas dos fuentes, activa un aporte de respaldo procedente de la RD-0,4 kV AC de respuesta muy lenta. Si el supercondensador (banco de baterías) tiene un nivel de descarga elevado, se corta su descarga dando prioridad al siguiente elemento en la escala de prioridades. La estimación del estado de carga del banco de baterías y supercondensador se presenta en [106].

2) Modo-2, operación en carga ($P_{NET}>0$):

El exceso de potencia en el nodo DC es restituido mediante dos extracciones, una

rápida procedente del supercondensador y otra de respuesta más lenta del banco de baterías. Solo un exceso adicional de potencia, no gestionado por estas dos fuentes, activa una extracción de respaldo procedente de la RD-0,4 kV AC de respuesta muy lenta. De igual forma, un nivel de carga elevado del supercondensador (banco de baterías), corta la carga de este elemento y prioriza la carga del siguiente elemento.

2.4. Estrategia de control en los convertidores

2.4.1. Configuración y esquema de control del convertidor de la RD-0,4 kV AC

El circuito equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC se muestra en la Figura 2.5. La estructura de control del convertidor hace que éste actúe como un CSC y, por tanto, se puede modelar por tres fuentes de corriente ideales y $i_{f,a}^{ref}$, $i_{f,b}^{ref}$ y $i_{f,c}^{ref}$. El convertidor gestiona la cantidad de corriente inyectada o extraída en el bus DC. Las señales de entrada al control del convertidor son las tensiones y corrientes trifásicas de la RD-0,4 kV AC ($v_{0,4kV,abc}$, $i_{0,4kV,abc}$), la corriente trifásica de salida del convertidor $i_{f,abc}$, la tensión del bus DC v_{dc} y la tensión DC de referencia de este convertidor $V_{ref,0,4kV}$.

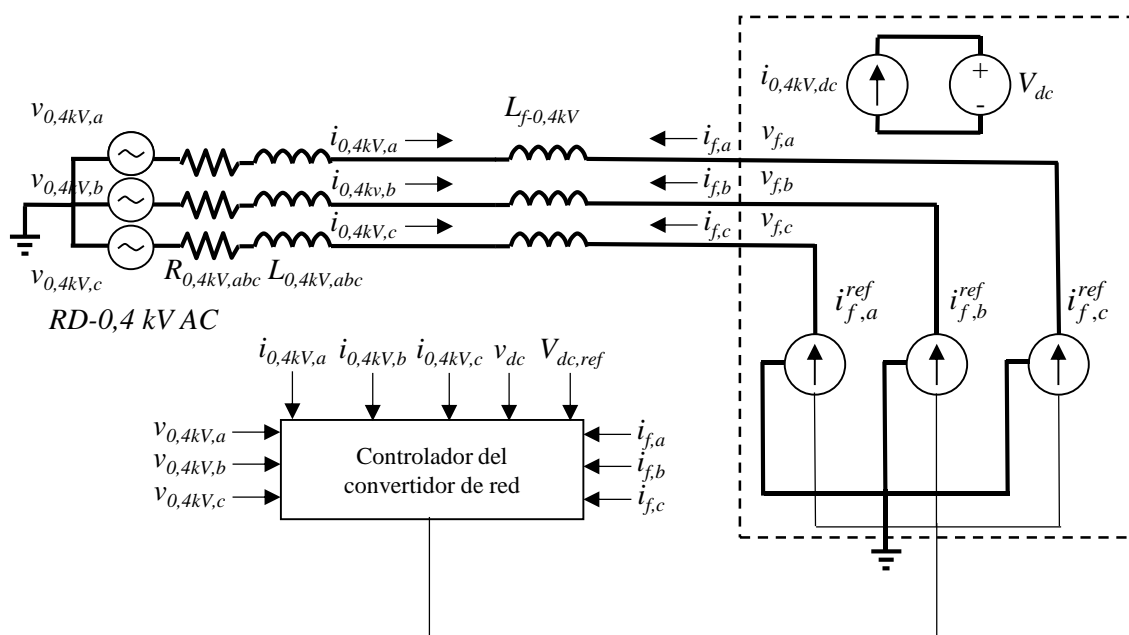


Figura 2.5. Circuito equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC.

La configuración del circuito y esquema de control del convertidor se presenta en la Figura 2.6. La parte principal de este esquema es el regulador de tensión DC. En esta Tesis Doctoral se ha usado la estrategia de control de regulación en este convertidor puesto que no requiere ningún canal de comunicación [96]. Los detalles específicos del regulador de tensión DC se muestran en la Figura 2.7.

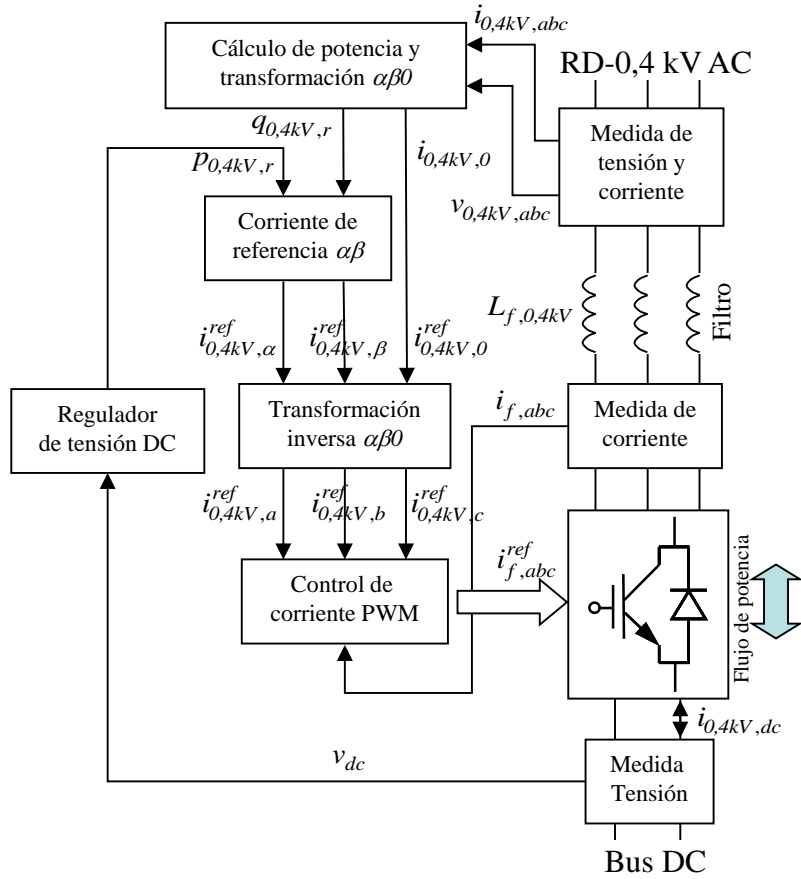


Figura 2.6. Diagrama de bloques del control del convertidor de la RD-0,4 kV DC.

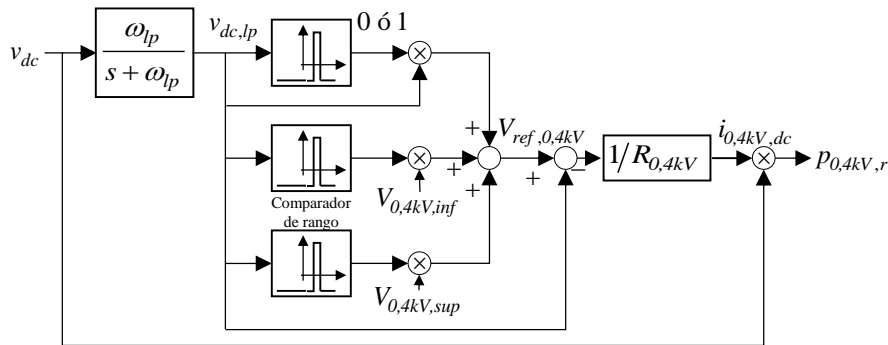


Figura 2.7. Regulador de tensión DC.

El regulador de tensión DC determina la corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor de la RD-0,4 kV AC $i_{0,4kV,dc}$ a partir del error entre la tensión DC de referencia y el valor de funcionamiento con regulación igual a $K_{0,4kV} (=1/R_{0,4kV})$:

$$i_{0,4kV,dc} = \frac{(V_{ref,0,4kV} - v_{dc,lp})}{R_{0,4kV}} = K_{0,4kV} (V_{ref,0,4kV} - v_{dc,lp}) \quad (2.35)$$

donde:

$K_{0,4kV}$: Regulación del convertidor de la RD-0,4 kV AC

$R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC

$v_{dc,lp}$: Tensión de funcionamiento del LPF para el convertidor de la RD-0,4 kV AC

$V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC

La potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor de la RD-0,4 kV AC $p_{0,4kV,r}$ se obtiene por la ecuación siguiente:

$$P_{0,4kV,r} = v_{dc} i_{0,4kV,dc} \quad (2.36)$$

donde:

$i_{0,4kV,dc}$: Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor de la RD-0,4 kV AC

v_{dc} : Tensión de funcionamiento

Si se sustituye en la ecuación (2.36) el valor de corriente de la ecuación (2.35), se obtiene la potencia activa de referencia como:

$$P_{0,4kV,r} = v_{dc} \frac{V_{ref,0,4kV} - v_{dc,lp}}{R_{0,4kV}} = v_{dc} K_{0,4kV} (V_{ref,0,4kV} - v_{dc,lp}) \quad (2.37)$$

donde:

$K_{0,4kV}$: Regulación del convertidor de la RD-0,4 kV AC

$R_{0,4kV}$: Resistencia equivalente del convertidor de la RD-0,4 kV AC

$V_{ref,0,4kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor de la RD-0,4 kV AC

v_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC

$v_{dc,lp}$: Tensión de funcionamiento del LPF para el convertidor de la RD-0,4 kV AC y supercondensador

Cuando la tensión del bus DC permanece en el intervalo $[V_{0,4kV,inf}, V_{0,4kV,sup}]$, la señal $p_{0,4kV,r}$ es cero y el convertidor no intercambia potencia. Cuando la tensión supera el umbral $V_{0,4kV,sup}$, la señal $p_{0,4kV,r}$ es negativa y el convertidor alimenta a la RD-0,4 kV AC. Para una tensión inferior a $V_{0,4kV,inf}$ el comportamiento es el opuesto.

Las tensiones y corrientes trifásicas de la RD-0,4 kV AC ($v_{0,4kV,abc}$, $i_{0,4kV,abc}$) se pueden expresar en componentes de Clarke $\alpha\beta 0$ ($v_{0,4kV,\alpha\beta 0}$, $i_{0,4kV,\alpha\beta 0}$) mediante la transformación $\alpha\beta 0$ que viene dada por:

$$T_{\alpha\beta 0} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

donde:

$T_{\alpha\beta 0}$: Matriz de Clarke

Por ejemplo, aplicando la transformación de Clarke a las tensiones trifásicas se obtienen las componentes 0 , α , β de la tensión del convertidor de la RD-0,4 kV AC:

$$\begin{bmatrix} v_{0,4kV,0} \\ v_{0,4kV,\alpha} \\ v_{0,4kV,\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{0,4kV,a} \\ v_{0,4kV,b} \\ v_{0,4kV,c} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

donde:

$v_{0,4kV,0 (\alpha,\beta)}$: Componente 0 (α , β) de la tensión del convertidor de la RD-0,4 kV AC

$v_{0,4kV,a (b,c)}$: Componente a (b , c) de la tensión trifásica del convertidor de la RD-0,4 kV AC

La potencia reactiva del convertidor se controla en el marco de referencia $\alpha\beta$ [107]. De esta forma, la potencia reactiva de referencia del convertidor de la RD-0,4 kV AC $q_{0,4kV,r}$ se obtiene por:

$$q_{0,4kV,r} = v_{0,4kV,\alpha} \cdot i_{0,4kV,\beta} - v_{0,4kV,\beta} \cdot i_{0,4kV,\alpha} \quad (2.40)$$

donde:

$i_{0,4kV,\alpha (\beta)}$: Componente α (β) de la corriente del convertidor de la RD-0,4 kV AC

$v_{0,4kV,\alpha (\beta)}$: Componente α (β) de la tensión del convertidor de la RD-0,4 kV AC

La corriente de referencia del convertidor expresada en componentes $\alpha\beta$ viene dada por:

$$\begin{bmatrix} i_{0,4kV,\alpha}^{ref} \\ i_{0,4kV,\beta}^{ref} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{0,4kV,\alpha}^2 + v_{0,4kV,\beta}^2} \begin{bmatrix} v_{0,4kV,\alpha} & -v_{0,4kV,\beta} \\ v_{0,4kV,\beta} & v_{0,4kV,\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_{0,4kV,r} \\ q_{0,4kV,r} \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

donde:

- $i_{0,4kV,\alpha}^{ref}(\beta)$: Componente α (β) de la corriente de referencia calculada del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $p_{0,4kV,r}$: Potencia activa de referencia inyectada/extraída del bus DC por el convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $q_{0,4kV,r}$: Potencia reactiva de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor RD-0,4 kV AC
- $v_{0,4kV,\alpha(\beta)}$: Componente α (β) de la tensión del convertidor de la RD-0,4 kV AC

La componente 0 de la corriente de referencia calculada del convertidor de la RD-0,4 kV AC

$i_{0,4kV,0}^{ref}$ se obtiene por:

$$i_{0,4kV,0}^{ref} = i_{0,4kV,0} \quad (2.42)$$

donde:

- $i_{0,4kV,0}$: Componente 0 de la corriente del convertidor de la RD-0,4 kV AC

Mediante la transformación de Clarke inversa se determina las corrientes de referencia trifásicas del convertidor de la RD-0,4 kV AC.

$$\begin{bmatrix} i_{0,4kV,a}^{ref} \\ i_{0,4kV,b}^{ref} \\ i_{0,4kV,c}^{ref} \end{bmatrix} = T_{abc} \begin{bmatrix} i_{0,4kV,0}^{ref} \\ i_{0,4kV,\alpha}^{ref} \\ i_{0,4kV,\beta}^{ref} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0,4kV,0}^{ref} \\ i_{0,4kV,\alpha}^{ref} \\ i_{0,4kV,\beta}^{ref} \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

donde:

- $i_{0,4kV,0(\alpha,\beta)}^{ref}$: Componente 0 (α , β) de la corriente de referencia calculada del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- $i_{0,4kV,a(b,c)}^{ref}$: Componente a (b,c) de la corriente de referencia calculada trifásica del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- T_{abc} : Matriz inversa de Clarke

La diferencia entre las corrientes de referencia calculadas ($i_{0,4kV,abc}^{ref}$) y las generadas por el convertidor $i_{f,abc}$ determinan la referencia de modulación del convertidor ($i_{f,abc}^{ref}$) (PWM).

2.4.2. Configuración y esquema de control del convertidor del banco de baterías y supercondensador

El circuito equivalente del banco de baterías (supercondensador) se muestra en la Figura 2.8. La estructura de control del convertidor hace que éste actúe como un CSC y por tanto se puede modelar por una fuente de corriente ideal $i_{f,B}^{ref}$ ($i_{f,SC}^{ref}$). Las señales de entrada al control del convertidor del banco de baterías (supercondensador) son la tensión y corriente de salida de la batería, v_B e i_B , (v_{SC} e i_{SC}), la corriente del convertidor $i_{f,B}$ ($i_{f,SC}$), la tensión del bus DC v_{dc} y la tensión DC de referencia del convertidor $V_{ref,B}$ ($V_{ref,SC}$).

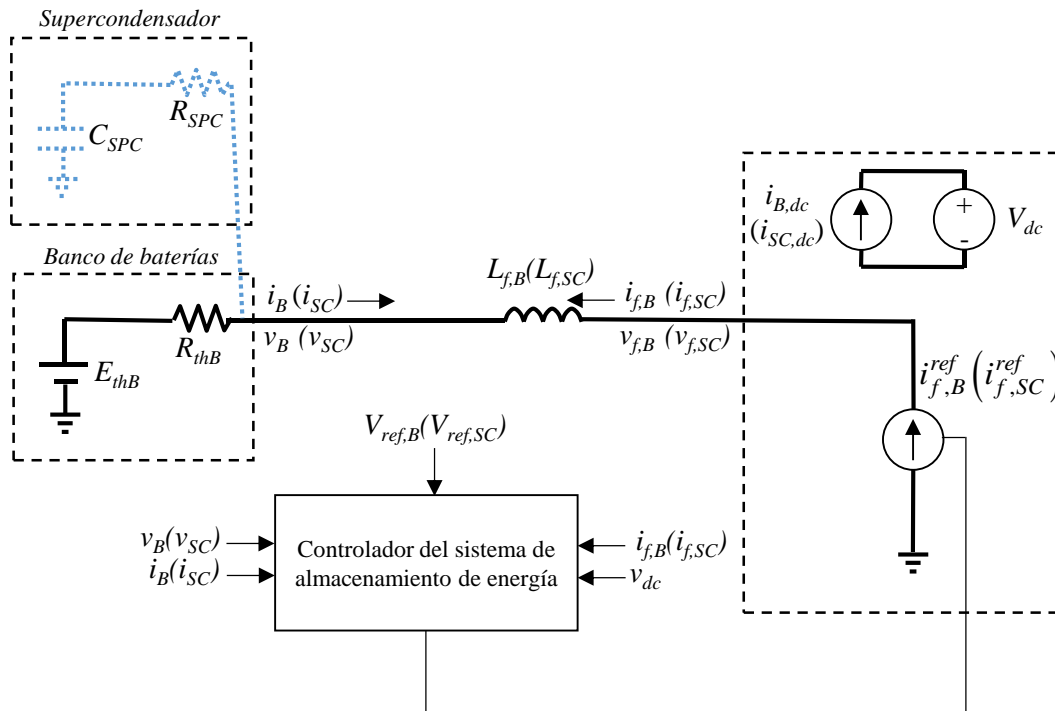


Figura 2.8. Circuito equivalente del convertidor del banco de baterías y supercondensador.

La configuración del circuito y esquema de control del convertidor se presenta en la Figura 2.9. El banco de baterías se modela por una fuente de tensión E_{thB} y una resistencia Thevenin R_{thB} [108,109]. El supercondensador se modela por una resistencia R_{SPC} y un condensador C_{SPC} . Este modelo es suficientemente preciso para estados de carga mayores al 10 % [110].

El control determina la corriente inyectada/extraída en el bus DC a partir de un regulador de tensión DC, equivalente al mostrado en la Figura 2.7 pero con umbrales $V_{B,inf}$ e $V_{B,sup}$ ($V_{SC,inf}$ e $V_{SC,sup}$). Así, la corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del banco de baterías $i_{B,dc}$ [supercondensador $i_{SC,dc}$] se obtiene a partir del error entre la tensión DC de referencia y el valor de funcionamiento con regulación igual a K_B ($=1/R_B$) [K_{SC} ($=1/R_{SC}$)]. Por ejemplo, para el banco de baterías se tiene:

$$i_{B,dc} = \frac{(V_{ref,B} - v_{dc})}{R_B} = K_B (V_{ref,B} - v_{dc}) \quad (2.44)$$

donde:

- K_B : Regulación del convertidor del banco de baterías
- R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
- v_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías

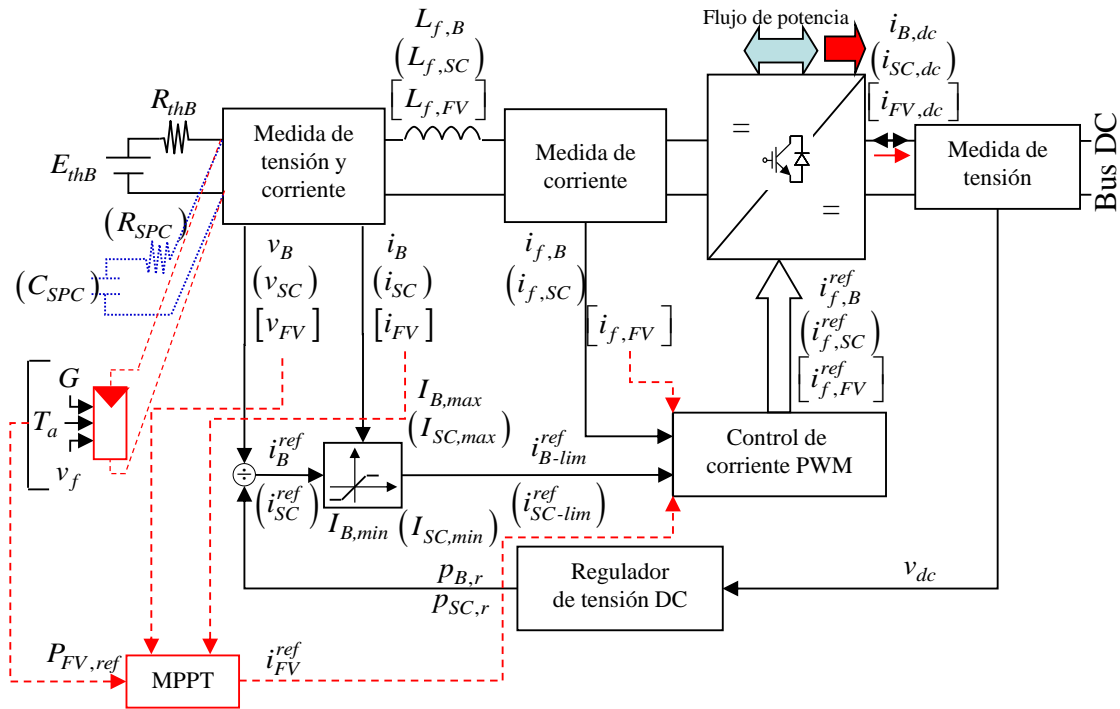


Figura 2.9. Diagrama de bloques del control del convertidor del banco de baterías, supercondensador y generador FV.

De igual forma, se tiene una corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del supercondensador:

$$i_{SC,dc} = \frac{(V_{ref,SC} - v_{dc})}{R_{SC}} = K_{SC} (V_{ref,SC} - v_{dc}) \quad (2.45)$$

donde:

- K_{SC} : Regulación del convertidor del supercondensador
- R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador
- v_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

La potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del banco de baterías $p_{B,r}$ [supercondensador $p_{SC,r}$] es:

$$\begin{aligned} p_{B,r} &= v_{dc} i_{B,dc}; \\ p_{SC,r} &= v_{dc} i_{SC,dc} \end{aligned} \quad (2.46)$$

donde:

- $i_{B,dc}$: Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del banco de baterías
- $i_{SC,dc}$: Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del supercondensador
- v_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC

Si se sustituye en la ecuación (2.46) el valor de corriente de la ecuación (2.44) [(2.45)] se obtiene la potencia activa de referencia como:

$$\begin{aligned} p_{B,r} &= v_{dc} K_B (V_{ref,B} - v_{dc}) = v_{dc} \frac{V_{ref,B} - v_{dc}}{R_B}; \\ p_{SC,r} &= v_{dc} K_{SC} (V_{ref,B} - v_{dc}) = v_{dc} \frac{V_{ref,SC} - v_{dc}}{R_{SC}} \end{aligned} \quad (2.47)$$

donde:

- K_B : Regulación del convertidor del banco de baterías
- K_{SC} : Regulación del convertidor del supercondensador
- R_B : Resistencia equivalente del convertidor del banco de baterías
- R_{SC} : Resistencia equivalente del convertidor del supercondensador
- v_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías
- $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

La corriente de referencia calculada del convertidor del banco de baterías i_B^{ref} (supercondensador i_{SC}^{ref}) se obtiene como:

$$\begin{aligned} i_B^{ref} &= \frac{p_{B,r}}{v_{ref,B}} \\ i_{SC}^{ref} &= \frac{p_{SC,r}}{v_{ref,SC}} \end{aligned} \quad (2.48)$$

donde:

- $p_{B,r}$: Potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del banco de baterías
- $p_{SC,r}$: Potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del supercondensador
- $V_{ref,B}$: Tensión de referencia DC del convertidor del banco de baterías
- $V_{ref,SC}$: Tensión de referencia DC del convertidor del supercondensador

Esta corriente de referencia se limita superior e inferiormente $I_{B,max}$ ($I_{SC,max}$) e $I_{B,min}$ ($I_{SC,min}$) respectivamente, para limitar la máxima carga/descarga del banco de baterías (supercondensador). Por tanto su valor resultante es i_{B-lim}^{ref} (i_{SC-lim}^{ref}).

La diferencia entre la corriente de referencia calculada límite i_{B-lim}^{ref} (i_{SC-lim}^{ref}) y la generada del convertidor $i_{f,B}$ ($i_{f,SC}$) determina la referencia de modulación del convertidor $i_{f,B}^{ref}$ ($i_{f,SC}^{ref}$) (PWM).

2.4.3. Configuración y esquema de control del convertidor del generador FV

La Figura 2.9 muestra la estructura de control del convertidor del generador FV que actúa como CSC y puede modelarse por una fuente de corriente ideal $i_{f,FV}^{ref}$. El modelo de generador FV se detalla en [30]. El convertidor eleva la tensión del generador FV dentro del rango aceptable de variación del bus DC. La potencia activa de referencia es función de la radiación (G), la temperatura (T_a) y la velocidad del viento (v_f) [30]. El control determina la corriente de referencia variando la tensión FV usando el algoritmo clásico de MPPT [111].

La diferencia entre la corriente de referencia calculada i_{FV}^{ref} y la generada del convertidor $i_{f,FV}$ determinan la referencia de modulación del convertidor $i_{f,FV}^{ref}$ (PWM).

2.4.4. Configuración y esquema de control del convertidor del STF-3 kV DC

La Figura 2.10 muestra la estructura de control del convertidor que actúa como CSC y, por tanto, se puede modelar por una fuente de corriente ideal $i_{f,3kV}^{ref}$. Las señales de entrada al control son la tensión del bus DC v_{dc} , la corriente del convertidor $i_{f,3kV}$, la tensión del STF-3 kV DC v_{3kV} y la tensión de referencia de DC del convertidor $V_{ref,3kV}$.

El control determina la corriente inyectada/extraída en el bus DC a partir de un regulador de tensión DC, equivalente al mostrado en la Figura 2.7 pero con umbrales $V_{3kV,inf}$ e $V_{3kV,sup}$. Así, la corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del STF-3 kV DC $i_{3kV,dc}$ se obtiene a partir del error entre la tensión DC de referencia y el valor de funcionamiento con

regulación igual a K_{3kV} ($=1/R_{3kV}$):

$$i_{3kV,dc} = \frac{(V_{ref,3kV} - v_{dc})}{R_{3kV}} = K_{3kV} (V_{ref,3kV} - v_{dc}) \quad (2.49)$$

donde:

- K_{3kV} : Regulación del convertidor del STF-3 kV DC
- R_{3kV} : Resistencia equivalente del convertidor del STF-3 kV DC
- v_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,3kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor del STF-3 kV DC

La potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del STF-3 kV DC $p_{3kV,r}$ se puede calcular como:

$$P_{3kV,r} = v_{dc} i_{3kV,dc} \quad (2.50)$$

donde:

- $i_{3kV,dc}$: Corriente activa inyectada/extraída en el bus DC por el STF-3 kV DC
- v_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC

Si se sustituye en la ecuación (2.50) el valor de corriente de la ecuación (2.49) se obtiene la potencia activa de referencia como:

$$P_{3kV,r} = v_{dc} \frac{V_{ref,3kV} - v_{dc}}{R_{3kV}} = v_{dc} K_{3kV} (V_{ref,3kV} - v_{dc}) \quad (2.51)$$

donde:

- K_{3kV} : Regulación del convertidor del STF-3 kV DC
- R_{3kV} : Resistencia equivalente del convertidor del STF-3 kV DC
- v_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC
- $V_{ref,3kV}$: Tensión de referencia DC del convertidor del STF-3 kV DC

Esta potencia activa de referencia se limita a $p_{3kV,r-lim}$ por medio de un factor en el intervalo [0, 1] para tensiones del bus DC v_{dc} en los intervalos $[V_{inf,0,4kV}, V_{inf,lim}]$ y $[V_{sup,max}, V_{sup,0,4kV}]$.

La corriente de referencia calculada del convertidor del STF-3 kV DC i_{3kV}^{ref} se obtiene como:

$$i_{3kV}^{ref} = \frac{P_{3kV,r-lim}}{v_{dc}} \quad (2.52)$$

donde:

$p_{3kV,r-lim}$: Potencia activa de referencia limitada inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del STF-3 kV DC

v_{dc} : Tensión de funcionamiento del bus DC

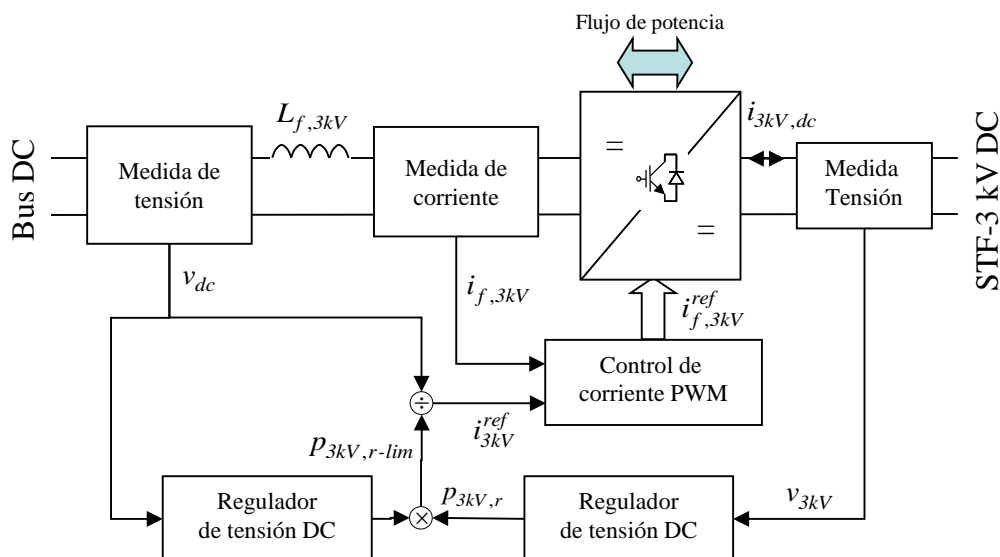


Figura 2.10. Diagrama de bloques del control del convertidor del STF-3 kV DC.

La diferencia entre la corriente de referencia calculada i_{3kV}^{ref} y la generada del convertidor $i_{f,3kV}$ determinan la referencia de modulación del convertidor $i_{f,3kV}^{ref}$ (PWM).

2.4.5. Configuración y esquema de control del convertidor del STF-25 kV AC

La Figura 2.11 muestra la estructura de control convencional que regula la potencia activa y reactiva del convertidor monofásico [112] para el STF-25 kV AC. Dispone de dos lazos de control en cascada.

Esta estructura deriva del sistema de control de convertidores trifásicos [113]. En este enfoque, las variables $i_{25kV,d}$ e $i_{25kV,q}$ son proporcionales a la potencia activa y reactiva, respectivamente. Así, el lazo de control de corriente interno usa controladores proporcionales-integrales (PIs) para regular la componente activa y reactiva de la corriente.

La referencia de modulación del convertidor (PWM) se obtiene posteriormente mediante la transformación inversa de Park ($dq-\alpha\beta$) $v_{f,25kV,\alpha\beta}^{ref}$. Las componentes dq , de corriente y tensión del STF-25 kV AC se obtienen usando la transformación $\alpha\beta-dq$ mediante un ángulo $\theta(t)$ ($=\omega t + \varphi$) obtenido a partir del lazo de seguimiento de fase (*Phase-Locked Loop* [PLL]) sincronizado con la tensión del STF-25 kV AC ($\varphi = \varphi_v - \varphi_i$). Por ejemplo, para la corriente se tiene:

$$\begin{bmatrix} i_{25kV,d} \\ i_{25kV,q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta(t) & \sin \theta(t) \\ -\sin \theta(t) & \cos \theta(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{25kV,\alpha} \\ i_{25kV,\beta} \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

donde:

$i_{25kV,\alpha(\beta)}$: Componente α (β) de la corriente del convertidor del STF-25 kV AC

$i_{25kV,d(q)}$: Componente d (q) de la corriente del convertidor del STF-25 kV AC

Puesto que solo existe una variable (tensión o corriente) en el convertidor monofásico, es necesario generar previamente una componente β ($i_{25kV,\beta}(t)=I\sin(\omega t + \alpha_i)$) ortogonal a la corriente activa α del STF-25 kV AC ($i_{25kV,\alpha}(t)=I\cos(\omega t + \alpha_i)$) mediante un generador de señal ortogonal [114].

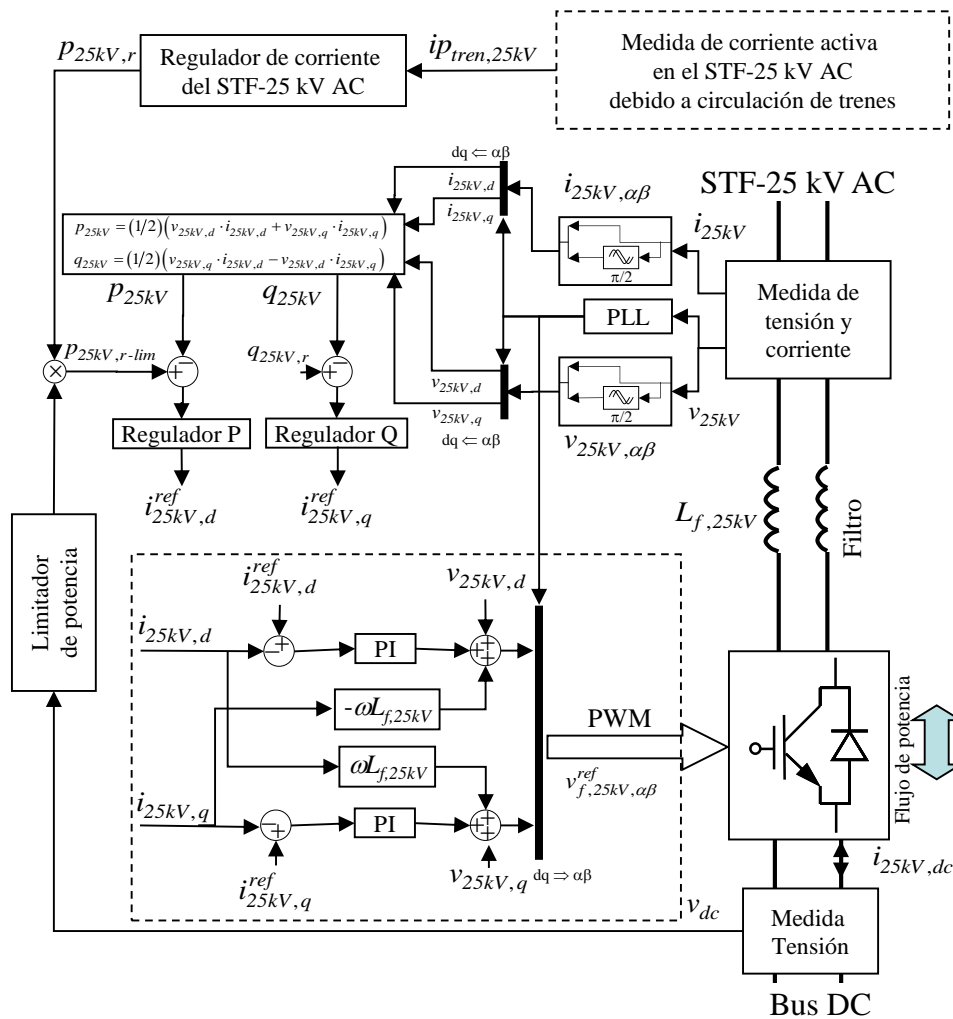


Figura 2.11. Diagrama de bloques del control del convertidor del STF-25 kV AC.

El lazo de control de corriente/tensión externo determina las condiciones de operación del convertidor y genera la corriente de referencia $i_{25kV,dq}^{ref}$ utilizada en la lazo de control de corriente interno.

El control determina la potencia activa del convertidor inyectada/extraída en el STF-25 kV AC $p_{25kV,r}$ a partir del regulador de corriente del STF-25 kV AC con umbrales iguales a cero. Este regulador tiene una estructura similar a la presentada en la Figura 2.7 pero las entradas y los umbrales se establecen sobre corriente, además de carecer de la última etapa (multiplicación). Así, la potencia activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el convertidor del STF-25 kV AC $p_{25kV,r}$ se determina a partir del error entre la corriente que circula en el STF-25 kV AC debido a trenes y el valor de referencia con una regulación igual a $K_{25kV}(1/R_{25kV})$:

$$p_{25kV,r} = \frac{I_{ref,25kV} - i_{ptren,25kV,lp}}{R_{25kV}} \quad (2.54)$$

donde:

- $I_{ref,25kV}$: Corriente activa de referencia inyectada/extraída en el bus DC por el STF-25 kV AC
- $i_{ptren,25kV,lp}$: Corriente medida en el STF-25 kV AC a partir de la circulación de trenes
- R_{25kV} : Resistencia equivalente del convertidor del STF-25 kV AC

Esta potencia activa de referencia se limita a $p_{25kV,r-lim}$ por medio de un factor en el intervalo $[0, 1]$ para tensiones del bus DC v_{dc} en los intervalos $[V_{inf,0,4kV}, V_{inf,lim}]$ y $[V_{sup,max}, V_{sup,0,4kV}]$.

2.4.6. Configuración y esquema de control del convertidor de la ECVE AC reversible

La Figura 2.12 muestra la estructura de control del convertidor de la ECVE AC reversible. El convertidor se controla por una estrategia de control $V-f$ [115] que regula la tensión y frecuencia de la ECVE AC reversible. Este convertidor no tiene lazo para regular la tensión del bus DC. Tiene una topología que une el punto neutro de la ECVE con el punto central de los condensadores DC.

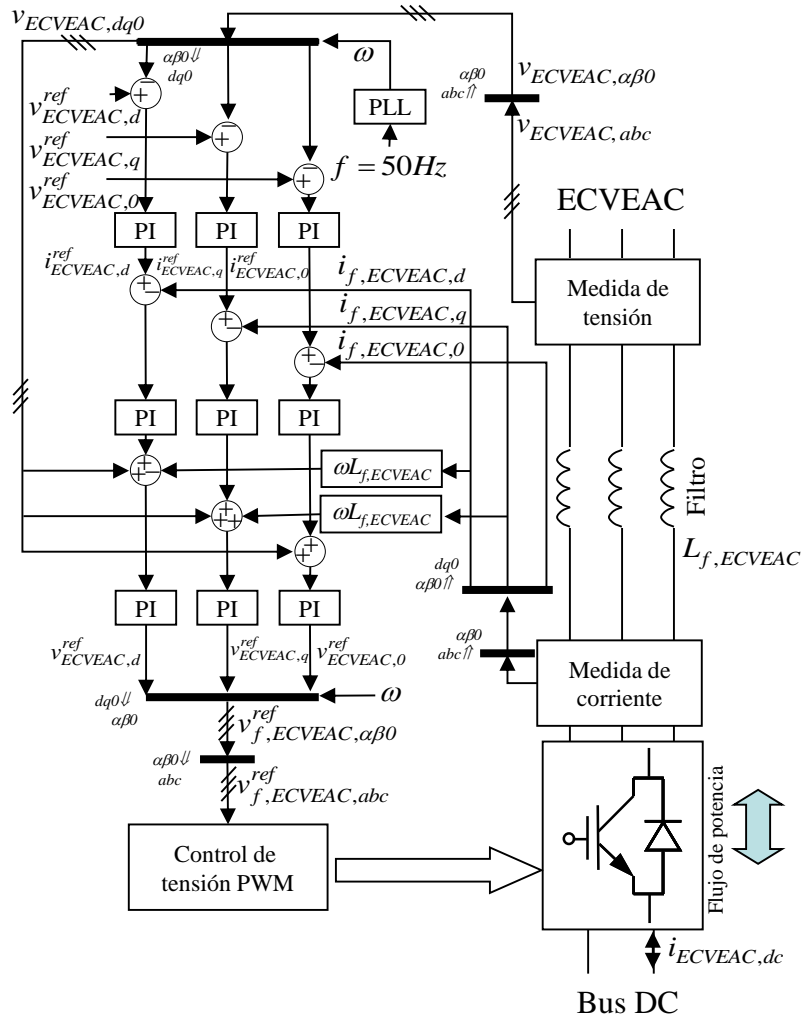


Figura 2.12. Diagrama de bloques del control del convertidor de la ECVE AC reversible.

CAPÍTULO 3

Caracterización general de la interconexión del nodo DC compacto multiterminal en sistemas de tracción ferroviaria y redes de distribución

3.1. Introducción

La interconexión de ECVEs a redes de distribución o sistemas de tracción ferroviaria (AC, DC) solo se puede realizar cuando se garantiza una operación segura mediante requerimientos adecuados de protección eléctrica. Estos requerimientos constituyen la protección de interconexión que permiten que estas redes y sistemas operen de forma segura, y se consideran a menudo considerados como el requisito técnico más importante [32]. Es de vital importancia distinguir la protección de interconexión frente a la protección de red o la protección (interna) de las ECVEs.

Actualmente, la interconexión de ECVEs a estas redes o sistemas debe aprobarse por parte del operador de la red de distribución (ORD) o del operador del sistema de tracción ferroviaria (OSTF) cuando se plantea cada petición particular. Debido a la reciente proliferación de ECVEs, tanto el ORD como el OSTF actualmente se enfrentan a una mayor responsabilidad, y sin duda, les sería muy interesante emplear, si estuvieran disponibles, un conjunto unificado de requerimientos para la protección de interconexión y la estructura del sistema de puesta a tierra. Además, si existe un bus DC intermedio, se debe garantizar también su seguridad.

Una ECVE se conecta a redes de distribución o sistemas de tracción ferroviaria (AC, DC)

por medio de un convertidor AC-DC o DC-DC. Sin embargo, cuando existe más de una fuente que alimenta a las EVCEs, como es el caso de la interconexión de diferentes RDs [30], es aconsejable la existencia de un bus DC intermedio para la interconexión.

La conexión de EVCEs a redes de distribución tiene normalmente capacidad para gestionar flujos de potencia unidireccionales. Sin embargo, el nuevo enfoque V2G [24-26] requiere ampliar esta capacidad a un flujo bidireccional de potencia. La conexión de varias fuentes en un bus DC intermedio [30] incluye la capacidad bidireccional como condición usual.

Actualmente no existen requerimientos de protección eléctrica para la interconexión de EVCEs bidireccionales en redes de distribución. Así, recientes regulaciones para BT solo incluyen requerimientos para proteger las ECVEs de faltas internas y condiciones internas de funcionamiento anormal. Esta protección constituye realmente la protección (interna) de las ECVEs. La razón de este panorama normativo existente es que las ECVEs siempre han sido consideradas como cargas pasivas. Sirva de ejemplo el planteamiento seguido en la única norma Europea disponible que se ocupa de la protección de ECVEs, entre otros temas (serie IEC 61851 [116]). Otros requerimientos relativos existentes en la normativa [8,52,63] también son insuficientes para definir la protección de interconexión de ECVEs bidireccionales en redes. En el contexto de sistemas de tracción ferroviaria, las normas nacionales que están apareciendo, y que regulan la protección de interconexión de ECVEs, solo están considerando el flujo de potencia unidireccional [52,59].

En relación con los requerimientos de protección eléctrica para la interconexión de GD en sistemas de tracción ferroviaria no se han localizado normas de compañía, reglamentos o normas nacionales/internacionales que los regulen. La situación para la interconexión de GD en redes de distribución de BT es muy distinta. Así, existe una amplia relación de normas de compañía, reglamentos (p. ej. GD-FV [35] y GD/RD [36-41] y normas nacionales/internacionales (p. ej. (GD/RD [32,42-53,55] y GD-FV [44,54-58]) que regulan la protección de interconexión. No obstante, el diseño de los sistemas de protección de interconexión y sus ajustes asociados varían significativamente, dependiendo de factores tales como el tipo y tamaño de fuentes de GD/RD, la configuración del transformador de interconexión, la puesta a tierra y el esquema de protección de red. Por tanto y como conclusión, se puede decir que no hay una normativa única a nivel internacional y, es que la legislación propia de cada país es diferente, inclusive dentro de España, estas normativas dependen de cada comunidad autónoma y de si tienen o no con competencia en este ámbito.

El análisis de documentos normativos relatados previamente [32,35-42,45-49,51-54] que puede ayudar al OSTF/ORD a definir los requerimientos de protección eléctrica para la interconexión de ECVEs bidireccionales en redes de distribución y sistemas de tracción ferroviaria (AC, DC), han mostrado marcadas diferencias, e incluso peor, han revelado una amplia relación de inconsistencias si se desea aplicar tales requerimientos a la interconexión de

ECVEs bidireccionales. La razón de este resultado radica en las significativas diferencias tecnológicas entre cada una de las fuentes de GD/RD. Esta revisión ha dado lugar a peores resultados aún en la interconexión hacia los sistemas de tracción ferroviaria, puesto que la mayoría de documentos solo son aplicables a redes de distribución. Así, en general se han detectado dificultades fundamentalmente en la armonización de las prácticas de protección y la estructura del sistema de puesta a tierra.

Esta falta de claridad ha requerido plantearse como uno de los objetivos de esta Tesis Doctoral, la caracterización del diseño, estructura y funcionalidad de la protección eléctrica de los sistemas de interconexión del nodo DC multiterminal mediante la elaboración de un conjunto unificado de requerimientos para cada sistema de protección de interconexión y la estructura del sistema de puesta a tierra. Este objetivo ha sido resuelto en el marco del proyecto *FerroSmartGrid* [29] en colaboración con el OSTF nacional español (ADIF, Administrador de Infraestructuras Ferroviarias) y el ORD español más importante (Endesa). Así, se ha realizado una revisión crítica de múltiples documentos normativos, modificando, armonizando y adaptando los requerimientos de una amplia relación de normas y reglamentos de interconexión a red, así como de prácticas de operación de compañías, al comportamiento específico de ECVEs bidireccional. Esta definición de requerimientos naturalmente ha considerado el impacto de la GD-FV sobre la RD-0,4 kV AC [43,64- 67] y el STF-25 kV AC [60,68], así como el impacto de la EVCSs sobre la RD-0,4 kV AC [1,5-15].

Este capítulo da el primer paso para alcanzar el objetivo planteado centrando la atención en la definición de requerimientos generales de protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal. Estos requerimientos se agrupan atendiendo a diferentes condiciones tales como: 1) detección de faltas en la red y aislamiento del nodo; 2) funcionamiento en isla; 3) coordinación de prácticas de reenganche de las redes con el nodo; 4) reconexión a red del nodo DC.

3.2. Sistemas de interconexión en el nodo DC compacto multiterminal y sus funciones

Un sistema de interconexión es el medio mediante el cual el nodo DC compacto multiterminal se conecta eléctricamente al STF-25 kV AC, al STF-3 kV DC o la RD-0,4 kV AC en un punto de acoplamiento común (PAC) (Figura 3.1). Las funciones incluidas en un sistema de interconexión son las siguientes [32]: sincronización, transferencia de fuente de potencia, medida y monitorización, control y despacho/comunicación y protección eléctrica. No obstante, se han definido varios sistemas de interconexión interna en el nodo DC compacto multiterminal que tienen funciones únicamente de protección eléctrica.

Los requerimientos técnicos relativos al sistema de interconexión del nodo DC compacto multiterminal se pueden clasificar en tres grupos genéricos [32]:

- **Requerimientos generales.** Requerimientos relacionados con la sincronización, monitorización, puesta a tierra y la regulación de tensión.
- **Requerimientos de calidad de onda.** Requerimientos relacionados principalmente con la distorsión armónica, desplazamiento DC y *flicker*. Un detalle más específico de requerimientos se puede revisar en [117].
- **Requerimientos de protección.** Requerimientos relacionados con la respuesta de la GD en condiciones de funcionamiento anormal o en isla.

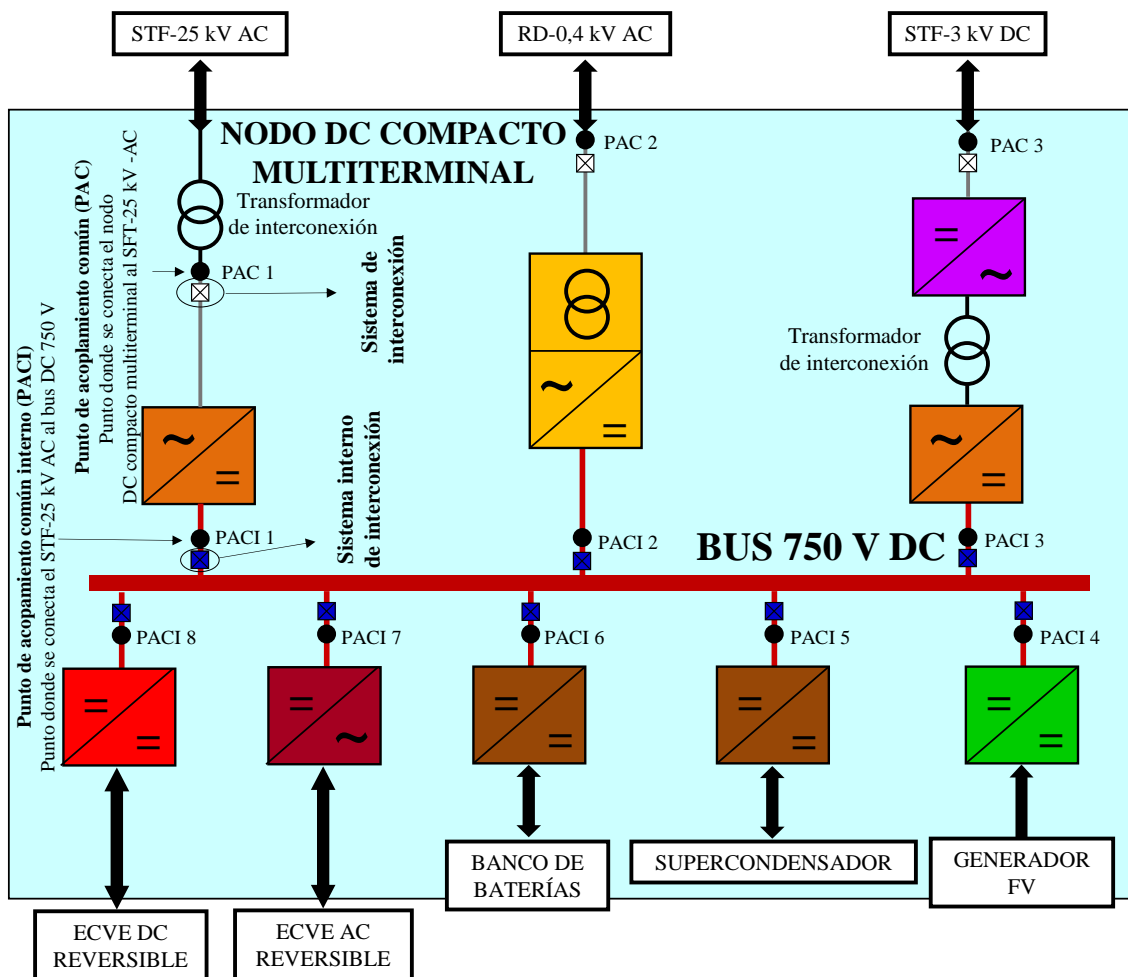


Figura 3.1. Nodo DC compacto multiterminal con interconexiones a las diferentes redes, al generador FV y ECVEs bidireccionales.

En esta Tesis Doctoral los requerimientos de protección eléctrica en los sistemas de interconexión del nodo DC compacto multiterminal constituyen uno de los aspectos clave objeto de investigación. También se estudian los requerimientos generales para el sistema de puesta a tierra del nodo DC.

3.2.1. Requerimientos generales

La conexión de al menos dos sistemas eléctricos de potencia requiere que ambos estén sincronizados antes de ser interconectados en paralelo. Un fallo en la sincronización puede ocasionar distorsión en el nivel de tensión que puede ser fatal para otros elementos de la red tales como los consumidores finales. También pueden ocasionar disparos de protecciones y ocasionar graves daños en el sistema del distribuidor.

El daño en el instante de la interconexión se debe a la variación brusca en la frecuencia y tensión respecto al valor normal previo a ella. La distorsión en el sistema eléctrico de potencia se debe a la gran variación de la carga eléctrica ocasionada por la variación de la potencia en el generador. En otras palabras, en el instante de la interconexión, el valor de frecuencia y de tensión de la GD debe ser el mismo que el del sistema eléctrico de potencia del área.

La magnitud de la distorsión que puede ocasionar la GD está relacionada con el tamaño de ésta en relación con el sistema eléctrico de potencia de modo que los requerimientos de sincronización para grandes GDs son mayores que para los pequeños. La frecuencia de la potencia generada debe estar en unos márgenes específicos relacionados con el sistema eléctrico de potencia. Estos márgenes, magnitud y fase vienen determinados ampliamente en la normativa [32].

El proceso de sincronización normalmente es automático, y no manual, para prevenir posibles daños a las personas. La frecuencia se ajusta automáticamente con la intervención de un comprobador de sincronismo que ajusta la frecuencia de la GD con la del sistema eléctrico de potencia. Una vez están cerca los valores, sin ser idénticos, la forma de onda de la tensión varía lentamente dentro y fuera de fase. Cuanto más pequeña sea la diferencia entre frecuencias más pequeña será la variación de la diferencia del ángulo de fase entre ambas señales y más tiempo se encontrarán en la ventana de sincronización, que es el periodo de tiempo en el que la fase está dentro de un más/menos ángulo de fase requerido. Si la diferencia de frecuencias es grande, no se encontrarán en la ventana de sincronización suficientemente para que la conexión se haga efectiva y no se producirá la interconexión.

En general, la GD debe operar en paralelo con el sistema eléctrico de potencia sin afectar significativamente la tensión o la frecuencia. Esto podría afectar a la tensión del sistema eléctrico de potencia simplemente cambiando el nivel de carga del sistema en un punto específico, pero en aras de cumplir lo dispuesto en [32], la GD no debe regular o controlar la tensión del sistema eléctrico de potencia salvo casos específicos.

En cuanto a la medida y monitorización, todas las instalaciones de GD cuentan con una medida en base a la tarificación de la comercializadora eléctrica de la zona y con unas instalaciones de control dependiendo de su tamaño y tecnología. Hay tres grupos interesados en

estos datos que son:

- **El propietario/explotador de la planta.** Por el rendimiento económico de la inversión.
- **El operador de la planta.** Desde el punto de vista técnico de eficiencia, mantenimiento y reparaciones.
- **El distribuidor eléctrico.** De la zona por la operación del sistema y en orden de prevención de un funcionamiento inadecuado y de la normal operación de la red.

3.2.2. *Requerimientos de calidad de onda*

Uno de los aspectos esenciales en el suministro de energía eléctrica que en los últimos años ha incrementado fuertemente la atención tanto de los técnicos como de los consumidores ha sido la calidad de suministro eléctrico. La liberalización del mercado eléctrico y el incremento estable de la penetración de GD de origen renovable, favorecida por un marco regulatorio y político propicio [118], son los dos puntos claves que han determinado el interés creciente en la calidad de suministro asociada a la generación eléctrica de origen renovable [32,66].

Por un lado, las aplicaciones modernas de la energía eléctrica son más y más sensibles a perturbaciones de calidad de suministro. Tanto los consumidores como los ORD han tomado conciencia de que la fiabilidad y la operación eficiente de las redes eléctricas y del equipamiento eléctrico final pueden ser garantizadas solo basándose en un elevado nivel de calidad de suministro. Es este entorno el que ha propiciado la consideración de la energía eléctrica como un producto al cual hay que exigir una calidad.

Por otro lado, el efecto de las perturbaciones de calidad de suministro eléctrico asociadas a generadores basados en energías renovables debe tenerse en cuenta, en particular, en escenarios con una elevada tasa de penetración de GD de este origen.

Una mayor integración de instalaciones de generación distribuida en la red puede conllevar un deterioro de la calidad de suministro en estas redes. Por tanto, garantizar la calidad de suministro asociada a las energías renovables es de crucial importancia para el futuro desarrollo del sector.

Hay numerosas definiciones del término *calidad de suministro*. No obstante, todas ellas llevan asociados dos aspectos esenciales [50]:

- **Continuidad de alimentación.** Disponibilidad de energía y su afectación por interrupciones. Existen diferentes índices para su valoración como: TIEPI, NIEPI... [50,119].
- **Calidad de la onda de tensión.** La energía eléctrica se suministra a través de un sistema trifásico de tensiones. Una perfecta calidad de onda implica que la tensión sea

equilibrada, puramente sinusoidal con amplitud y frecuencia constante.

Por tanto, la calidad de onda de tensión está afectada por distorsiones en la forma de onda respecto a una onda de tensión sinusoidal ideal. Las distorsiones que modifican la amplitud de tensión pueden ser agrupadas en [120,121]: transitorios, impulsos, fenómenos oscilatorios y variaciones de corta o larga duración (interrupciones, huecos de tensión o intervalos de sobretensión dependiendo de la magnitud de la variación). Las distorsiones que modifican la forma de onda se agrupan en [120,121]: *offset* de continua, armónico, interarmónico, muecas de tensión, ruidos y fluctuaciones de tensión.

Finalmente existen distorsiones que afectan al desequilibrio de tensión o variación de la frecuencia, tales como *flicker*. Se entiende por *flicker* [32,122,123] las molestias causadas en el ojo humano debido al cambio de brillo en tubos de descarga de iluminación (oscilaciones entre 0,5 y 30 Hz) por fluctuaciones apreciables del módulo de tensión ($<\pm 10\%$) (cíclicas o aleatorias). La severidad de este fenómeno se evalúa utilizando dos índices de *flicker*, uno a corto (P_{st}) y otro a largo plazo (P_{lt}).

3.2.3. Requerimientos de protección

3.2.3.1. Protección. Generalidades

El crecimiento de los sistemas eléctricos fue generando unas necesidades auxiliares, entre las cuales se incluyen los sistemas de protección. La clasificación de los sistemas de protección que fija sus etapas de evolución es la siguiente [124,125].

3.2.3.1.1. Sistemas de protección directos

Son todos aquellos sistemas en los cuales el elemento de medida es, el mismo que el de corte (o está incorporado en él) y la magnitud que hay que controlar, normalmente la intensidad, se aplican a la protección sin ningún tipo de transformación. Entre estos sistemas están los siguientes:

- **Fusibles.** Es el método de protección más antiguo de todos los utilizados. Se basa en el incremento de temperatura que sufre un conductor al ser atravesado por una intensidad. Se calibran de forma que el conductor se funde cuando es atravesado por una intensidad prefijada, interrumpiendo el circuito. Los fusibles son económicos y son capaces de eliminar elevadas corrientes de cortocircuito en tiempos inferiores a 5 ms. No obstante, posee desventajas como poca precisión, envejecimiento, etc. que hacen que en la actualidad su uso quede restringido a circuitos de BT y a derivaciones de líneas y equipos de pequeña potencia de la red.

- **Relés directos.** Al igual que los fusibles, protegen contra cortocircuitos. Consisten en una bobina en serie con la entrada del elemento de protección, y que por tanto, está recorrida por la intensidad a controlar. En el momento que, por incremento de la intensidad, aumenta la fuerza del campo electromagnético generado en la bobina superando la de un muelle antagonista que tiene el aparato, se produce el disparo (desconexión) del elemento de protección o se desenclava un sistema de relojería que produce este disparo con un cierto retraso, según el modelo del relé que se trate.

3.2.3.1.2. *Sistemas de protección indirectos*

Son aquellos en los que las magnitudes que hay que controlar (tensión, intensidad, temperatura) se transforman en valores normalizados antes de incorporarse al relé de protección. En general estos sistemas son más costosos que los directos, al requerir además de la protección propiamente dicha, de transductores y elementos de corte. Sin embargo, con su aparición el concepto de protección alcanza su plenitud. Los principales tipos son:

- **Sistemas electromagnéticos.** La información suministrada a los relés en forma de intensidad o tensión es transformada por éstos en una fuerza capaz de cerrar unos contactos que establecen la continuidad en el circuito de disparo. Según su construcción, se pueden clasificar en:

- Émbolo o armadura articulada.
- Disco de inducción.
- Copa o cilindro de inducción.

- **Sistemas de bobina móvil.** Ocupan una posición intermedia entre los equipos electromagnéticos y los electrónicos. Poseen algunos elementos electrónicos tales como diodos, resistencias y condensadores, pero la medida se efectúa aun electromagnéticamente por medio de un dispositivo de medida polarizado de cuadro móvil. Este sistema mide por integración los valores medios de la magnitud de entrada. La rapidez de este sistema es superior al electromagnético, y su consumo y tamaño son inferiores.

- **Sistemas de electrónica convencional.** Este sistema mide por integración los valores instantáneos de la magnitud de entrada. La aplicación de la electrónica al campo de los sistemas de protección ha permitido desarrollar una nueva gama de tipos de protección, así como mejorar sus características de funcionamiento, tanto en precisión como en rapidez, fiabilidad y duración. Otra novedad es la construcción modular de los equipos, lo que ha permitido reducir el volumen y simplificar el diseño al existir módulos de funciones específicas que se pueden utilizar para diversos tipos de protección.

- **Sistemas electrónicos digitalizados.** Con la aparición de los primeros microprocesadores, a finales de los años sesenta, los fabricantes de protecciones comenzaron a diseñar sistemas basados en microprocesadores y a aprovechar los desarrollos en tecnología de

comunicaciones por fibra óptica que transmiten gran cantidad de información a alta velocidad.

La diferencia fundamental entre las protecciones digitalizadas y las electrónicas es que las segundas realizan las medidas de manera analógica, mientras que las digitales la realizan por medio de unos algoritmos que operan con los valores instantáneos de la señal de entrada. Para ello es necesario disponer de una unidad que realice un muestreo de esta señal y de un convertidor analógico-digital.

Las principales ventajas que presenta la introducción de los microprocesadores en estos sistemas son:

- Facilidad para incorporar autodiagnósticos y funciones automáticas de inspección, lo cual presenta una gran mejora en la fiabilidad y la seguridad. La supervisión continua permite la verificación de los circuitos de la CPU (*Central Processing Unit* o *unidad central de proceso*), memorias, dispositivos de ajuste y elementos de entrada y salida.
- Mejora de características. La complejidad de los sistemas eléctricos requiere de sofisticadas características en los equipos de protección que implican una gran cantidad de *hardware* cuando se utilizan relés convencionales y en el caso de relés digitales, la consecución de una característica determinada es sólo problema de *software*.
- Mejora de la flexibilidad y la aplicación. En los relés de protección digitales las funciones del relé se realizan en la medida de lo posible por *software*, y por tanto se pueden normalizar varios tipos de relés que tengan idéntico *hardware*.
- Reducción del conexionado entre equipos. La utilización de microprocesadores posibilita la realización de sistemas jerarquizados en las que las tradicionales uniones entre equipos que precisan un conductor para cada una de las señales, se sustituyen por comunicaciones en serie en las que un solo par de conductores pueden transmitir la totalidad de la información.

3.3. Protección del generador frente a protección de interconexión y protección de red

La protección de interconexión proporciona la protección eléctrica que permite al sistema de GD operar de forma segura en paralelo con el sistema eléctrico de potencia siendo su funcionalidad triple:

- Detección de pérdida de red (*Loss Of Mains*, LOM) [32].
- Protección del sistema eléctrico de potencia frente al daño causado por la corriente de falta suministrada por el sistema de GD en las faltas del sistema eléctrico de potencia.
- Protección del sistema eléctrico de potencia pero en casos de cierres de línea en modo

automático.

Por tanto, la protección de interconexión debe operar en cortocircuitos, sobrecargas, subtensiones, sobretensiones, subfrecuencias, sobrefrecuencias y, debe prevenir el cierre fuera de fase o la alimentación de una línea del sistema por la GD en caso de falta.

La estructura del sistema de protección de interconexión y sus ajustes asociados varían ampliamente dependiendo de factores tales como el tipo y tamaño del sistema de GD, PAC del sistema eléctrico de potencia (nivel de tensión), configuración del transformador de interconexión y esquema general de protección de la red. En general, el nivel de potencia es una variable más significativa que el tipo de GD [32].

Los requerimientos de protección de interconexión para GD, y particularmente para plantas FV de pequeña o mediana potencia, están establecidos en las prácticas de operación de los ORDs (GD [36,37,40,126,127], sistemas FV [128]) y reglamentos o normas (GD [32,42,45,47-49,51,54,129], sistemas FV [35,44,46,54-56,130,131]). Para plantas FV de gran tamaño (en el rango de 5 a 20 MVA) los requerimientos de protección de interconexión están integrados en la protección del sistema de transmisión de la compañía (generador FV [131- 134], GD [53,135-141]).

Los requerimientos de protección de interconexión deben cumplirse en el PAC, aunque los dispositivos usados para cumplir estos requerimientos puedan estar localizados físicamente en otro lugar [32,35]. Por ejemplo en inversores FV, estas funciones de protección están incluidas dentro del *software/hardware* de control. La mayoría de los ORDs requieren que las protecciones estén localizadas en el PAC.

La protección del generador está normalmente instalada en el lado particular del PAC. Esta protección protege de faltas internas, condiciones de operación anormales (p. ej. corrientes desequilibradas) y del daño del sistema de GD frente a la reconexión del sistema eléctrico de potencia si la coordinación de reenganche no se alcanza.

Tanto la legislación como los ORDs dejan la responsabilidad para seleccionar la protección que a los propietarios del sistema de GD que consideren más adecuada con el objetivo de proteger su inversión financiera [141]. Sin embargo, últimamente la tendencia es que los ORDs obliguen la instalación de protecciones, en muchos casos redundantes, mediante procedimientos específicos.

Finalmente, la protección de la red puede ser necesaria para el cumplimiento de otros reglamentos y/o normas así como prácticas de operación de compañías distribuidoras.

3.4. Requerimientos de protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal

Aunque la norma IEEE 1547.2 [32] no abarca en su ámbito el nodo DC compacto multiterminal (en particular los STFs [AC, DC] no están dentro de su ámbito), su adaptación permite establecer aquellos requerimientos de protección eléctrica que deben aplicarse para proteger los STFs (AC, DC) y las redes de distribución de forma que su respectivo equipamiento no sea dañado por el nodo DC compacto multiterminal. También proporciona medios para proteger a los trabajadores de riesgos eléctricos innecesarios. Tales requerimientos están relacionados con la respuesta del nodo DC compacto multiterminal frente a condiciones anormales en los STFs (AC, DC) y las redes de distribución. Los requerimientos se focalizan en las siguientes funciones generales de protección: 1) funcionamiento del nodo DC compacto multiterminal cuando ocurren faltas en los STFs (AC, DC) o la red de distribución; 2) coordinación entre las prácticas de reenganche en los STFs (AC, DC) o la red de distribución y el funcionamiento del nodo DC compacto multiterminal; 3) reconexión del nodo DC compacto multiterminal a los STF (AC, DC) o la red de distribución.

Dada la ausencia de normas o reglamentos específicos y, la casi nula presencia de prácticas de operación de las compañías eléctricas para la interconexión de red de ECVEs bidireccionales, las secciones siguientes abordarán como alcanzar estas funciones de protección generales para cada sistema de protección del nodo DC compacto multiterminal. En esta Tesis Doctoral este objetivo se ha alcanzado mediante la armonización de prácticas de protección de red.

3.4.1. Detección de faltas en los STFs o redes de distribución y aislamiento del nodo DC compacto multiterminal

Basándose en la adaptación de la norma IEEE 1547.2 [32], los sistemas de protección de interconexión del nodo DC compacto multiterminal deben detectar y responder a las condiciones anormales (p. ej. faltas y funcionamiento en isla) en los STFs (AC, DC) o las redes de distribución. Existen dos métodos para detectar tales condiciones, los cuales se basan en el hecho de que una falta reduce la impedancia aparente del sistema. El primer método aborda la detección de la reducción de impedancia con la sobreintensidad en el PAC; por el contrario, el segundo método detecta la falta mediante la reducción de tensión en el PAC. También se usan métodos combinados, por ejemplo el relé de distancia (21).

El método usado habitualmente para detectar faltas en sistema de protección de interconexión, basado en el principio de sobreintensidad, no es de aplicación al nodo DC compacto multiterminal debido a que sus convertidores de interconexión no son capaces de producir o mantener una corriente de falta lo bastante significativa durante la duración de dicha falta en los STFs (AC, DC) o la red de distribución (un máximo de 1,2 a 1,5 veces de la corriente asignada) [44]. Consecuentemente, en la propuesta de esta Tesis Doctoral se ha

establecido que la detección de faltas en el sistema de protección de interconexión del nodo DC compacto multiterminal se debe basar en métodos pasivos que detecten la pérdida de red (LOM). Entre estos métodos se encuentran incluidos la detección de faltas por tensión: 1) relé de sub/sobretensión (27/59) en los STF y la red de distribución; 2) relé sub/sobrefrecuencia (81U/O) en el STF AC y la red de distribución.

Dicha propuesta está en consonancia con muchas normas de interconexión de red para GD/RD en redes de distribución [32,35-37,42,44-46,53,142] que establecen que cuando ocurre una falta en la red, y los parámetros monitorizados de la GD/RD sobrepasan los umbrales permitidos, la protección de interconexión debe cesar la alimentación de la red (ver Tabla 3.1 para normas más relevantes). En general, la protección rápida de subtensión pretende detectar faltas, mientras que la protección rápida de sub/sobretensión y de frecuencia tiene como objetivo detectar el funcionamiento en isla no intencionado.

Sin embargo, en el ámbito de los STF, las normas disponibles [59,143] no regulan el comportamiento del STF (AC, DC) en el caso de que se produzca una falta en el sistema. La revisión llevada a cabo a lo largo de esta investigación solo ha detectado requerimientos interrelacionados para los STF en la norma IEC 60850 [144] (tensiones de suministro). Así, dicha norma solo especifica tensiones y frecuencias máximas y mínimas que no se deben sobrepasar durante un periodo de tiempo determinado (ver Tabla 3.1). La norma EN 50160 [127] trata estos aspectos específicos para las redes de distribución. Los ajustes de ambas normas han de ser compatibles con los ajustes de protección propuestos.

Además, los sistemas de interconexión interna del nodo DC compacto multiterminal (Figura 3.2) deben detectar también las faltas en el bus 750 V DC por medio de una detección de falta basada en la tensión (sub/sobretensión relés 27/59). Esta protección debe permitir la detección de pérdida de red debida a la presencia de convertidores en el sistema. Por tanto, es necesario estudiar el comportamiento del bus DC en condiciones de falta interna debida a la conexión de convertidores bidireccionales en el bus. Dicho estudio se llevará a cabo en el capítulo 5 de la presente Tesis Doctoral.

Como se puede observar en la Tabla 3.1, los ajustes de tensión, frecuencia, así como los tiempos de desconexión (t_D) difieren de forma considerable atendiendo al documento normativo analizado. La razón de esta discrepancia radica en que cada ORD debe ajustar la desconexión de red a las características particulares de cada red de distribución. Por otra parte, es necesario resaltar que actualmente no hay normas de conexión de red para GD/RD en STF, ni están definidos los ajustes para la protección de funcionamiento en condiciones anormales en los STF (Tabla 3.1). No obstante, para todos los sistemas de protección de interconexión en las redes tratadas en esta investigación (STF-25 kV AC, STF-3 kV DC, RD-0,4 kV AC), se ha adoptado un tiempo de desconexión de 0,3 s (Tabla 3.2) que asegura una detección efectiva del funcionamiento en isla (ver sección 3.4.2), así como la desconexión suficientemente rápida del

nodo DC compacto multiterminal antes de un intento de reenganche rápido (véase sección 3.4.3).

Tiempos de desconexión más lentos pueden entorpecer e impedir de forma significativa la detección de funcionamiento en isla y las prácticas de reenganches. Por el contrario, tiempos de desconexión rápidos pueden incrementar los disparos intempestivos en los relés temporizados de sobreintensidad (51) si son usados en la protección de red (STFs o redes de distribución). Además, se ha establecido un ajuste de tensión máxima individual, al 110 % (85 % para valor mínimo) en los STFs y la red de distribución (Tabla 3.1). Este ajuste detecta faltas ligeras y severas, siendo además compatible con los ajustes de las normas de tensión de alimentación. Este requerimiento de ajuste de tensión se ha establecido también para las protecciones de interconexión interna (bus 750 V DC, Tabla 3.1) puesto que la variación de tensión resultante de la estrategia de control del nodo DC es menor (± 5 %). Los ajustes de frecuencia especificados (STF-25 kV AC y RD-0,4 kV AC) son menores al umbral estricto de las normas de interconexión analizadas para una detección efectiva del funcionamiento en isla (Tabla 3.1).

La detección de las faltas a tierra depende de la configuración de los devanados del transformador de interconexión. Transformadores de interconexión primaria no unidos a tierra, (p. ej. triángulo-estrella flotante en el STF-3 kV DC, estrella flotante-triángulo en la RD-0,4 kV AC) no originan corrientes de defecto a tierra.

3.4.2. Funcionamiento en isla

A partir de nuestra investigación, el funcionamiento en isla no intencionado del nodo DC compacto multiterminal con la red de distribución y el STF (AC, DC) no se permite por razones de seguridad y fiabilidad. Este resultado está en consonancia con muchas normas de interconexión de red relativas a GD/RD en la RD-0,4 kV AC [145]. En el contexto de STFs, las normas pertinentes también prohíben la operación en isla no intencionada. Por ejemplo, cabe destacar lo dictado en la norma de interconexión de ECVEs unidireccionales en un STF AC [143] (STF-3 kV DC [59]) y la relativa al frenado regenerativo [146].

Para la detección del funcionamiento en isla se pueden aplicar métodos de detección de pérdida de red activos y pasivos. Los métodos pasivos pueden fallar en el entorno del equilibrio carga-generación de la parte aislada del STF después de ocurrir la falta. La probabilidad de ocurrencia de este evento es extremadamente pequeña debido al bajo o nulo nivel de penetración de ECVEs en tales sistemas. Sin embargo, una menor potencia gestionada por las redes de distribución incrementa esta probabilidad. Es recomendable, por consiguiente, aplicar métodos activos en estas últimas redes [35,36,42,47,48], las cuales requieren un periodo de desconexión comprendido entre 1,66 y 5 s [32,46,47,49].

3.4.3. Coordinación de las prácticas de reenganche de los OSTF y ORD con el nodo DC compacto multiterminal

Diferentes compañías mejoran la fiabilidad del suministro eléctrico en las redes de distribución mediante la utilización de prácticas de reenganche en sus estrategias de protección de red. Dichas estrategias abordan de forma principal la conservación de fusibles. La aplicación de estas estrategias ofrece como resultado un disparo rápido del relé de reenganche para faltas incipientes. Para disparos subsiguientes sobre la misma falta, el relé de reenganche debe ser más lento y temporizado en el tiempo. Existe un amplio abanico de prácticas de reenganche [147]. Como ejemplo, cabe destacar que algunas compañías emplean solo un intento de reenganche (0,4-15 s o más), mientras que otras emplean hasta tres o más intentos de reenganche temporizados en el tiempo de longitud variable (ciclos de aproximadamente 1-3 min).

La contribución de corriente de falta procedente del nodo DC compacto multiterminal puede causar una operación mucho más rápida del fusible que si no estuviese presente el nodo y minimizar por tanto, la estrategia de conservación del fusible. Así pues, como parte de nuestra propuesta en esta Tesis Doctoral, se ha establecido un ajuste de 0,3 s para la desconexión obligatoria del nodo DC compacto multiterminal de la RD-0,4 kV AC por medio de la protección de pérdida de red. Esto es compatible con el tiempo más rápido del primer intento de reenganche que aplican normalmente las compañías suministradoras (0,4 s).

Las prácticas de reenganche también mejoran la fiabilidad de los STFs (AC, DC). En el caso

de España, el OSTF español (ADIF) utiliza por norma general relés de reenganche (79) en la protección de red del STF-25 kV AC (Figura 3.2), y relés 82 y 83 en la protección de red del STF-3 kV DC (Figura 4.2) en la reenganche del interruptor automático de la línea de contacto aérea. ADIF trabaja con prácticas de reenganche basadas en un primer intento de reenganche (1-5 s o más largo, regulado por [148]). Además, en el STF-25 kV AC se realizan tres o más intentos de reenganche (180 s entre intentos según [149]). Sin embargo, en el STF-3 kV DC, se realizan intentos de reenganche con tiempos variables (15, 60, 180 s, de acuerdo con [150]).

El primer intento para reenganchar automáticamente el nodo DC compacto multiterminal a la línea de contacto aérea del STF (AC, DC) puede fallar por la corriente alimentada desde el nodo. Además, en la parte aislada del STF AC puede darse un cambio en la frecuencia que origine un estrés inadmisibles en el equipamiento de ambos lados de la conexión, esto es, nodo DC compacto multiterminal y STF-25 kV AC. Por esta razón, en esta Tesis Doctoral se ha establecido un ajuste 0,3 s para la desconexión obligatoria del nodo DC compacto multiterminal del STF (AC, DC) por medio de la protección de pérdida de red. Esta recomendación ya es obligatoria para el frenado regenerativo en los STFs (AC, DC) [65,144]. Este ajuste posee la ventaja de ser compatible con el tiempo de actuación más rápido del primer intento de reconexión aplicado por ADIF y otras normas [148] (1 s). Además, esta propuesta es compatible con la desconexión obligatoria de las prácticas de reenganche utilizadas en los STFs (AC, DC) cuando tienen conectados ECVes unidireccionales [59,143] y/o unidades dotadas de frenado regenerativo [146,148].

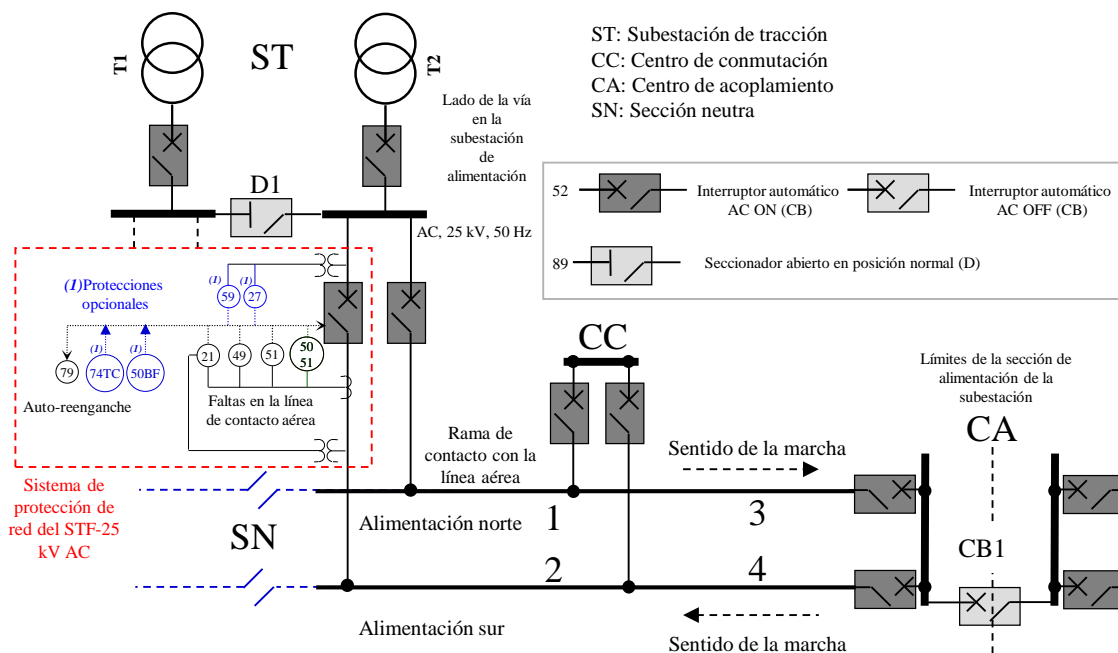


Figura 3.2. Estructura convencional del STF-25 kV AC en España.

Los resultados de la investigación también han propuesto un canal de comunicación entre la protección de línea de contacto aérea y el nodo DC compacto multiterminal para facilitar el disparo transferido o *Transfer Tripping* (TrTr) del sistema de interconexión. Esto permite un reenganche rápido. El relé de sincronismo (25) puede supervisar también el reenganche.

3.4.4. Reconexión al STF (red de distribución) del nodo DC compacto multiterminal

Es necesario proteger el equipamiento de los STFs y la red de distribución en el transcurso de las maniobras de restauración tras ocurrir una falta, además de proporcionar protección efectiva a los trabajadores cuando trabajan en el mantenimiento de líneas. Consecuentemente, en esta Tesis Doctoral ha establecido que los sistemas de protección de interconexión del nodo DC compacto multiterminal deben evitar la alimentación de los STFs o la red de distribución hasta que la frecuencia (STF-25 kV AC y RD-0,4 kV AC) y/o la tensión se pueda mantenerse en rangos definidos durante un tiempo establecido. Este punto se encuentra reglamentado en la mayoría de normas de conexión para GD/RD en redes de distribución [32,45-47,53,56,142] (ver Tabla 3.2 para las normas más relevantes). Aunque no existen normas específicas para la interconexión de GD/RD en STFs, una afirmación similar se puede encontrar en la norma IEC 62313 [148] que coordina el material rodante ferroviario y las subestaciones (Tabla 3.2).

A partir de la investigación se ha propuesto que los ajustes de tensión y frecuencia, para la reconexión del nodo DC compacto multiterminal en todas las protecciones de interconexión (Tabla 3.2) deben coincidir con aquellos propuestos para la detección de las faltas (Tabla 3.1, sección 3.4.3). Sin embargo, como la reconexión del nodo DC compacto multiterminal ha de armonizarse con las estrategias de reenganche de los ORDs y OSTFs, se han establecido tiempos de retraso específicos. Así, se ha establecido un ajuste de 5 min para la RD-0,4 kV AC (Tabla 3.2), sin embargo en relación con los STFs y, atendiendo a la coordinación de reenganche requerida [149,150], se ha propuesto un ajuste de retraso de 9 min (Tabla 3.2).

Tabla 3.2. Intervalos de tensión, frecuencia y retraso de tiempo para la reconexión de GD/RD en redes de distribución juntos con ajustes pertinentes en STFs y ajustes propuestos para la reconexión del nodo DC compacto multiterminal a diferentes redes.

| | IEEE 1547-2 [32] | NORMA ENDESA [142] | NORMA IBERDROLA [36] | ORDEN ESPAÑOLA 5/9/1985 [45] | IEEE 929 [46] | REAL DECRETO 1663/2000 [56] | IEC 62313 [148] | AJUSTES PROPUESTOS PARA LA RECOXEXIÓN DEL NODO DC COMPACTO MULTITERMINAL A LA RD- 0,4 kV AC Y STFs | |
|----|--|------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--|--|--|---|---|
| | | | | | | | STF-25 kV AC STF-3 kV DC | | |
| BT | 88,9 % < V < 106 % 98,8 % < f < 100,8 % | 85 % < V | 85 % < V | 85 % < V < 115 % | 88 % < V < 110 % 98,8 % < f < 100,8 % | 85 % < V < 110 % 98 % < f < 102 % Tiempo de retraso = 0 s | | RD-0,4 kV AC | 85 % < V < 110 % 99 % < f < 101 % Tiempo de retraso > 5 min |
| MT | Tiempo ajustable de retraso < 5 min | Tiempo de retraso > 3 min | Tiempo de retraso > 3 min | Tiempo de retraso > 3 min | Tiempo de retraso > 5 min | | V, f en intervalo de IEC 60850 [144] (Tabla 3.1)Tiempo de retraso > 5 min | STFs | 85 % < V < 110 % 99 % < f < 101 % Tiempo de retraso > 9 min |

CAPÍTULO 4

Interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal

4.1. Introducción

En el capítulo 3 se han definido los requerimientos generales de protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal. Este aspecto constituye el primer paso para la caracterización del diseño, estructura y funcionalidad de la protección eléctrica de los sistemas de interconexión del nodo DC compacto multiterminal que garantice la seguridad de todos los sistemas conectados en el nodo.

Este capítulo cierra este proceso de caracterización de la protección eléctrica de interconexión definiendo y particularizando aquellos requerimientos específicos en cada uno de los sistemas que convergen en el nodo de protección. Para este fin se parte de los requerimientos generales y se adaptan, modifican o armonizan a las condiciones particulares de cada interconexión del nodo DC compacto multiterminal.

4.2. Interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal con el STF-25 kV AC

4.2.1. Protección del STF-25 kV AC

Este apartado describe específicamente el sistema de protección del STF-25 kV AC monofásico en España, aunque se utiliza también en muchos otros países [151-153]. El conocimiento del sistema de protección y del diseño es un punto clave a tener en cuenta, puesto que es necesario armonizarlo con nuestra propuesta de sistema de interconexión.

La alimentación monofásica suele conectarse de una manera cíclica alternando con la red trifásica. Así, la Figura 3.2 ha mostrado la estructura convencional típica del STF-25 kV AC para el sistema de doble vía de tren mediante alimentación unidireccional, con acoplamiento de vía en el centro de conmutación (CC). Las subestaciones de tracción (ST) poseen generalmente dos transformadores cuyas potencias oscilan entre 20 y 60 MVA. Estos transformadores habitualmente poseen una reactancia del 10% que ayuda a limitar la corriente de cortocircuito. La alimentación de las vías en dirección norte se realiza mediante el transformador T2 de la subestación de tracción. La potencia es distribuida por medio de las catenarias 1 y 2 en las vías dirección norte y sur. Es muy usual que el sistema funcione con las dos catenarias en paralelo en el CC. La alimentación procedente del transformador T2, normalmente alimenta solamente a un interruptor automático o *Circuit Breaker* (CB) lejano en sección de bus abierto (CB1) en el centro de acoplamiento (CA). Más allá del CA, existe una imagen en espejo de la configuración desde el transformador T2 al D2. Las distancias a la subestación de tracción remota oscilan entre 20-50 km desde el transformador T2.

Los dispositivos de protección que integra normalmente del sistema de protección de red se presentan en la Figura 3.2. Así, la línea de contacto aérea se protege por medio de un sistema de protección de distancia multi-etapa (relé 21) con dos zonas [149,151,152,154-156]. El sistema se basa en las siguientes dos premisas: 1) la protección ha de ser discriminativa para asegurar que solo los dos interruptores automáticos asociados con la sección de línea con falta actúen; 2) el nivel de corriente de falta presunta en el CC y CA es progresivamente menor y puede descender de la corriente asignada. Sin embargo, la protección de STF-25 kV AC también usa protección por sobreintensidad como protección de respaldo de tiempo temporizado para la protección de distancia principal [149,151,152].

En este punto dos filosofías de trabajo están disponibles. La primera consiste en implementar una protección de sobreintensidad de tiempo definido (relé 50/51) con ajustes dados para asegurar que el relé de distancia opere en primer lugar. La segunda consiste en utilizar la protección de sobreintensidad de respaldo (relé 51) en aquellos casos en que las etapas de protección de distancia fallen. En cuanto a la catenaria, se requiere una protección de sobrecarga térmica (relé 49) [149,151,152]. Dicha protección asegura la posición correcta de la catenaria con respecto a los raíles, posibilitando una buena transmisión de corriente desde los pantógrafos

de las maquinas tractoras. También es necesario instalar auto-reenganchadores (relés 79) [148,149]. Por otra parte y con carácter opcional, se requieren relés que ayuden a las protecciones del STF 25 kV AC tales como: protección de sub/sobretensión (relés 27/59) [149], protección de fallo del interruptor automático de disparo rápido (relé 50BF) y supervisión del circuito de disparo (relé 74TC). Los relés de protección de red, que deben estar necesariamente coordinados con el sistema de protección de interconexión, son el auto-reenganchador (79) y el relé 27/59 (si están presentes).

4.2.2. Protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal en el STF-25 kV AC

En consonancia con la adaptación de la norma IEEE 1547.2 [32], se ha establecido un sistema de protección de interconexión individual de 25 kV para el nodo DC compacto multiterminal en el PAC (ver Figuras 3.1 y 4.1). Este sistema de protección de interconexión debe estar equipado con detección de sub/sobretensión (relé 27/59) y detección de sub/sobrefrecuencia (relé 81U/O) (sección 3.4.1). En la Tabla 3.1 se presentan los ajustes recomendados. Adicionalmente, como parte de la propuesta, se ha especificado una protección de sobreintensidad, por medio de un interruptor automático principal (52) accionado por los relés 50/51, que debe garantizar la desconexión del nodo DC compacto multiterminal del STF-25 kV AC cuando se produzcan faltas en este último sistema. Algunas veces esta protección suele implementarse utilizando la protección de distancia (relé 21) como se especifica en [149,151,156]. Un relé de sobreintensidad a tierra instantáneo/temporizado (50/51N) también debe disparar este interruptor automático para controlar las faltas a tierra en el lado de BT del transformador.

Para garantizar una operación segura del STF-25 kV AC, se ha establecido que el nodo DC compacto multiterminal debe estar incluido obligatoriamente en el esquema de control remoto del OSTF [149]. En este sentido, actualmente se requiere el disparo transferido (TrTr) del interruptor automático de interconexión (52) en normativas similares cuando la potencia de salida excede un cierto valor umbral (p. ej. 100 kVA [44], 1 MVA [38,45,142]). Además, debe existir un disparo transferido (TrTr) bidireccional entre los sistemas de protección de interconexión 750 V DC y 25-kV AC para garantizar su disparo simultáneo. Esta práctica garantiza la seguridad del bus de 750 V DC.

Para coordinar la estrategia de reconexión del nodo DC compacto multiterminal con el OSTF, se hace de vital importancia incluir en un relé de subtensión (27x), de acuerdo con lo que se dicta en las normas [32,36,39,45,46,142,148]. Sin embargo, una protección específica contra funcionamiento en isla no es necesaria como se indica en normas similares [36,46,53]. Por último, en la propuesta de esta Tesis Doctoral es necesario establecer que estas funciones de protección han de ser implementadas en el *software/hardware* del convertidor reversible 750 DC/0,4 AC (en el lado AC).

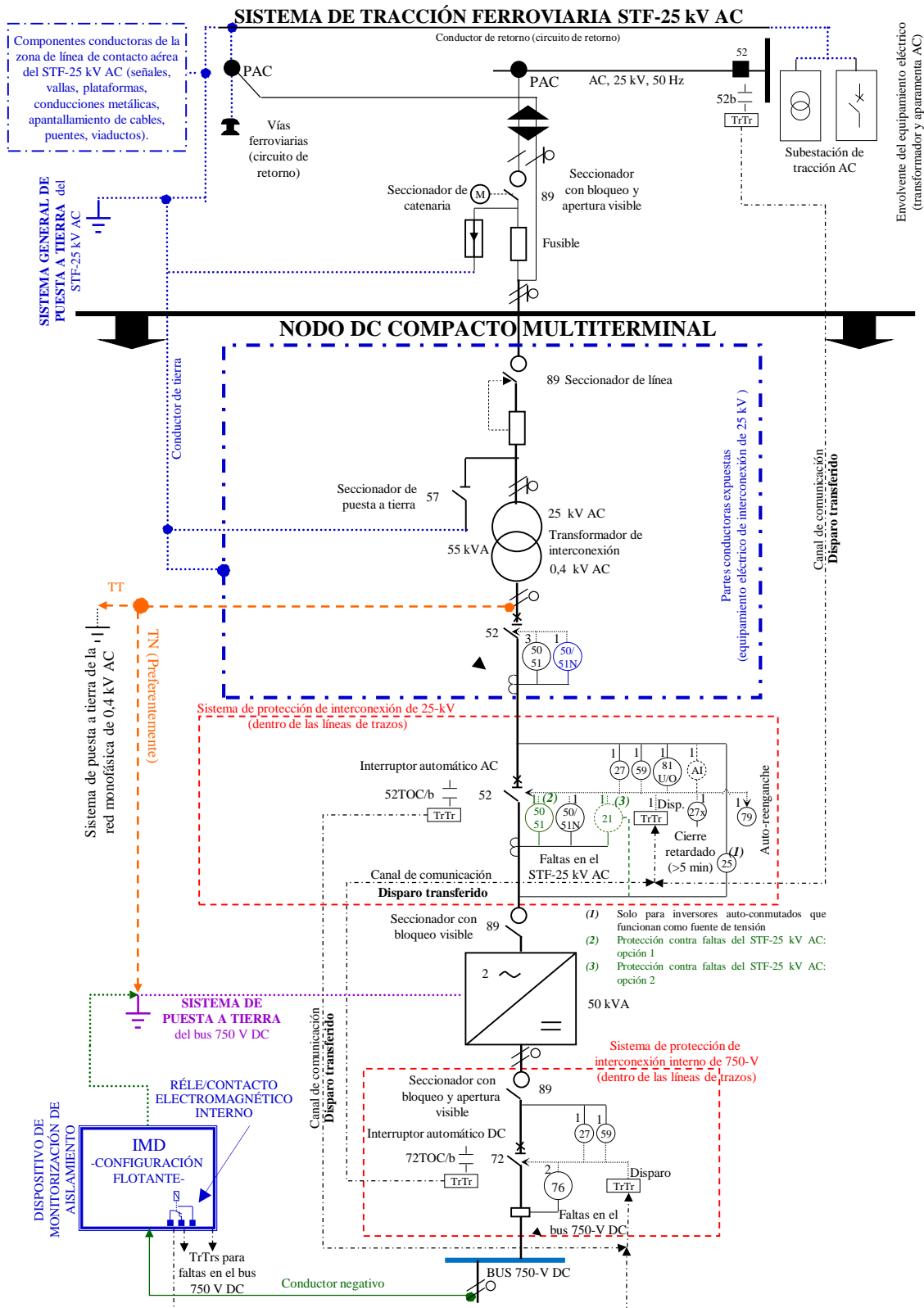


Figura 4.1. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nodo DC compacto multiterminal en el STF-25 kV AC.

Además, existen requerimientos fuera del ámbito del sistema de protección de interconexión tales como (Figura 4.1): 1) la conexión del nodo DC compacto multiterminal a la línea de contacto aérea de 25 kV AC se debe realizar con un seccionador provisto de bloqueo y apertura visible (89), dicho seccionador debe ser accesible al personal de mantenimiento [32,39,44,46,142]; 2) el transformador de interconexión debe estar protegido contra sobretensiones en ambos lados, BT y alta tensión (AT); 3) el convertidor reversible DC-AC se debe aislar por seccionadores dotados de bloqueo y apertura visible (89). La protección interna del nodo integrará un fusible y un descargador de sobretensión [143].

En relación con el sistema de protección de interconexión interno, la propuesta de esta investigación especifica un sistema de protección de interconexión interno individual para el bus de 750 V DC (Figuras 3.1 y 4.1). Este sistema debe estar equipado con una detección de sub/sobretensión (relés 27/59) (sección 3.4.1). En la Tabla 3.1 se muestran los ajustes recomendados. Además, un interruptor automático DC (72) debe proporcionar una protección de sobretensión mediante un relé 76, garantizando la desconexión del bus 750 V DC cuando ocurra una falta interna en el bus DC. Por último, se ha establecido que tales funciones de protección se deben implementar en el *software/hardware* de control del convertidor reversible 750 V DC/0,4 kV AC (en el lado DC).

4.2.3. Puesta a tierra y protección de personas

El circuito de retorno, las envolventes del equipamiento eléctrico de la subestación de tracción AC y los componentes conductores en la zona de línea de contacto aérea (señales, barreras, plataformas, pantallas de cables, puentes, viaductos, etc.) se deben conectar al sistema general de puesta a tierra del STF-25 kV AC [103]. Esta disposición eliminará tensiones de contacto peligrosas durante condiciones normales o de falta (Figura 4.1)

Estos requerimientos previos en el nodo DC compacto multiterminal se deben armonizar con aquellos relacionados con la conexión a tierra del circuito de retorno del lado DC de 3 kV [103] y el sistema de puesta a tierra del lado de BT (750 V DC y 0,4 kV AC) [157]. Esta armonización elimina el efecto dañino de las corrientes de fuga DC y evita tensiones de contacto peligrosas. En concordancia con la norma IEC 62128-3 [158], el circuito de retorno en el lado de 25 kV AC debe ser independiente del circuito de retorno del lado de 3 kV. Además, se debe diseñar un electrodo de tierra independiente para el lado de BT AC (si es necesario [72]). Por otra parte, la protección contra el choque eléctrico en el lado de BT DC está específicamente regulada en [159] y, por tanto, debe definirse un electrodo de tierra independiente. En cualquier caso, es preferible el uso de un electrodo de BT individual para los lados DC y AC [159].

Con el propósito de alcanzar una armonización, como parte de la investigación, se ha decidido que las envolventes del equipamiento de interconexión de 25 kV deben estar unidas al

sistema general de puesta a tierra (Figura 4.1). Sin embargo, en el nivel de BT (0,4 kV AC, 750 V DC) se debe diseñar un sistema de puesta a tierra independiente para el bus de 750 V DC, dicho de otra forma, para la puesta a tierra del sistema y los equipos [159] (Figura 4.1). En este caso, adoptando un sistema TN se garantiza la protección contra choque eléctrico en el nivel de 0,4 kV AC. Alternativamente, se puede diseñar un electrodo de tierra independiente para la puesta a tierra del sistema de 0,4 kV AC (sistema TT). En cualquier caso, se ha establecido que las envolventes del equipamiento eléctrico del sistema de protección de interconexión de 25 kV (equipamiento de BT) y el equipamiento eléctrico de 750 V DC se deben unir al sistema de puesta a tierra del bus de 750 V DC.

En el nivel de 750 V DC, la opción más segura para la protección contra el choque eléctrico es una configuración flotante [159]. Por consiguiente, nuestra propuesta incluye un dispositivo de monitorización de aislamiento o *Insulation Monitoring Device* (IMD) que garantiza la protección contra el choque eléctrico [159]. De esta forma, un fallo de aislamiento o un contacto directo debe disparar simultáneamente todos los sistemas de protección de interconexión interna de 750 V DC en el bus DC mediante disparos transferidos (TrTrs).

4.3. Interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal con el STF-3 kV DC

4.3.1. Protección del STF-3 kV DC

La Figura 4.2 muestra la estructura convencional del STF-3 kV DC en España, la cual es muy similar a la utilizada en el resto del mundo [150-152]. La energía procedente de la red AC convencional se transforma y rectifica por medio de rectificadores no controlados/controlados proporcionando una tensión DC de tracción en la conexión a las barras positivas y negativas de la subestación. La subestación DC de tracción convencional usualmente tiene dos unidades de transformación-rectificación cuyo rango de potencia está comprendido entre 3-6 MVA. Sin embargo, la configuración de la subestación puede también variar desde aquella que tiene una sola unidad transformación-rectificación a otras con varias unidades. Actualmente, España cuenta con subestaciones DC de tracción dotadas de convertidores AC-DC bidireccionales donde la energía regenerada por las unidades de tracción en el frenado regenerativo se puede devolver a la red AC.

El sistema de alimentación para el sistema de potencia de tracción DC se divide en segmentos eléctricos para facilitar una mejor protección y seguridad eléctrica. Las interrupciones de sección en el sistema ferroviario se crean mediante huecos en los raíles de contacto. A veces, se utilizan centros de conmutación y enlace para evitar caídas de tensión en las vías dobles cuando las subestaciones están lejos unas de otras. En este caso, las vías aguas arriba y aguas abajo están conectadas mediante un interruptor automático de alta velocidad.

La Figura 4.2 muestra los dispositivos de protección habituales del sistema de protección de

red del STF-3 kV DC. Así, la línea de contacto aérea (positivo) está protegida por un interruptor automático de alimentador unipolar (52) que puede ser de alta o de media velocidad. Este interruptor automático está equipado con; 1) relés de sobreintensidad instantáneos (relé 76I); 2) relés de sobreintensidad temporizados de corto y largo tiempo (relé 76D); 3) relés de detección de incremento de corriente [149,151,152]. Para este último relé, la función de incremento de corriente debe incluir los ajustes para ΔI (relé 80, para cambio de corriente) e Δt (retraso de tiempo).

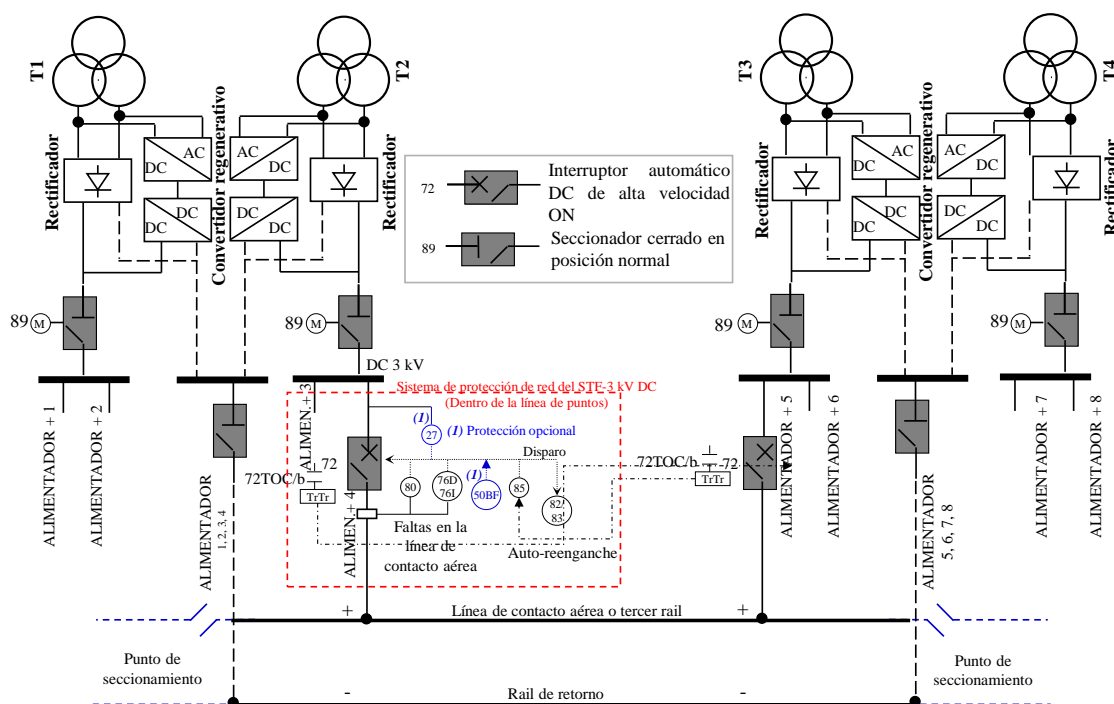


Figura 4.2. Estructura convencional del STF-3 kV DC en España.

Algunos OSTFs emplean el disparo transferido como parte de su estrategia de protección en los interruptores de alimentador que alimentan la sección de raíl de contacto (relé 85). Los interruptores automáticos de alimentador DC que alimentan la sección de raíl de contacto están normalmente equipados con capacidad de reenganche automático [148-150]. El control del reenganche automático se proporciona por la medición combinada de tensión (relé 82) y carga (relé 83). Las faltas de tierra se deben detectar en el polo negativo por un relé de detección de tierra (relé 64F) [158]. En algunos casos, también se añade la protección de mínima tensión (relé 27) y la protección de fallo del interruptor automático de alta velocidad (relé 50BF).

Los relés de protección de red que se deben coordinar con el sistema de protección de interconexión son los relés de reenganche (82/83) y el relé 27 (si está presente).

4.3.2. Protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal en el STF-3 kV DC

En consonancia con la adaptación de la norma 1547.2 [32], se ha establecido un sistema de protección de interconexión individual de 3 kV para el nodo DC compacto multiterminal en el PAC (Figuras 3.1 y 4.3). Este sistema de protección de interconexión debe estar equipado con una detección de sub/sobretensión (relés 27/59) (sección 3.4.1). Los ajustes recomendados están definidos en la Tabla 3.1. Además, como parte de nuestra propuesta debe instalarse una protección de sobreintensidad, por medio de un interruptor automático DC (72) accionado por el relé 76I/76D, que debe garantizar la desconexión del nodo DC compacto multiterminal del STF-3 kV DC en el caso de ocurrir alguna falta en este último sistema.

Para garantizar la seguridad en la operación del STF-3 kV DC, se incluye obligatoriamente al nodo DC compacto multiterminal en la estrategia de control remoto del OSTF [150]. Además, debe existir un disparo transferido (TrTr) bidireccional entre los sistemas de protección de interconexión de 750 V y 3 kV que garantice su disparo simultáneo. Esto debe garantizar la seguridad del bus DC 750 V.

Para coordinar la reconexión del nodo DC compacto multiterminal con la estrategia de reenganche del OSTF, nuestra propuesta incluye necesariamente un relé de mínima tensión (27x), tal y como se regula en normas similares [44,148]. Opcionalmente, se puede aplicar una protección contra funcionamiento en isla [44]. Finalmente, se ha establecido que estas funciones de protección se deben incorporar dentro del *software/hardware* de control del convertidor reversible 3 kV DC/0,4 kV AC (en el lado DC).

Otro requerimiento específico establecido en la propuesta, aunque fuera del ámbito del sistema de protección de interconexión, ha sido que la conexión del nodo DC compacto multiterminal a línea de contacto aérea de 3 kV DC se debe realizar con un seccionador provisto de bloqueo y apertura visible (89). Dicho seccionador debe ser accesible en cualquier momento por el personal del OSTF (Figura 4.3). La protección interna del nodo integrará un fusible y descargadores de sobretensión en servicio exterior [44].

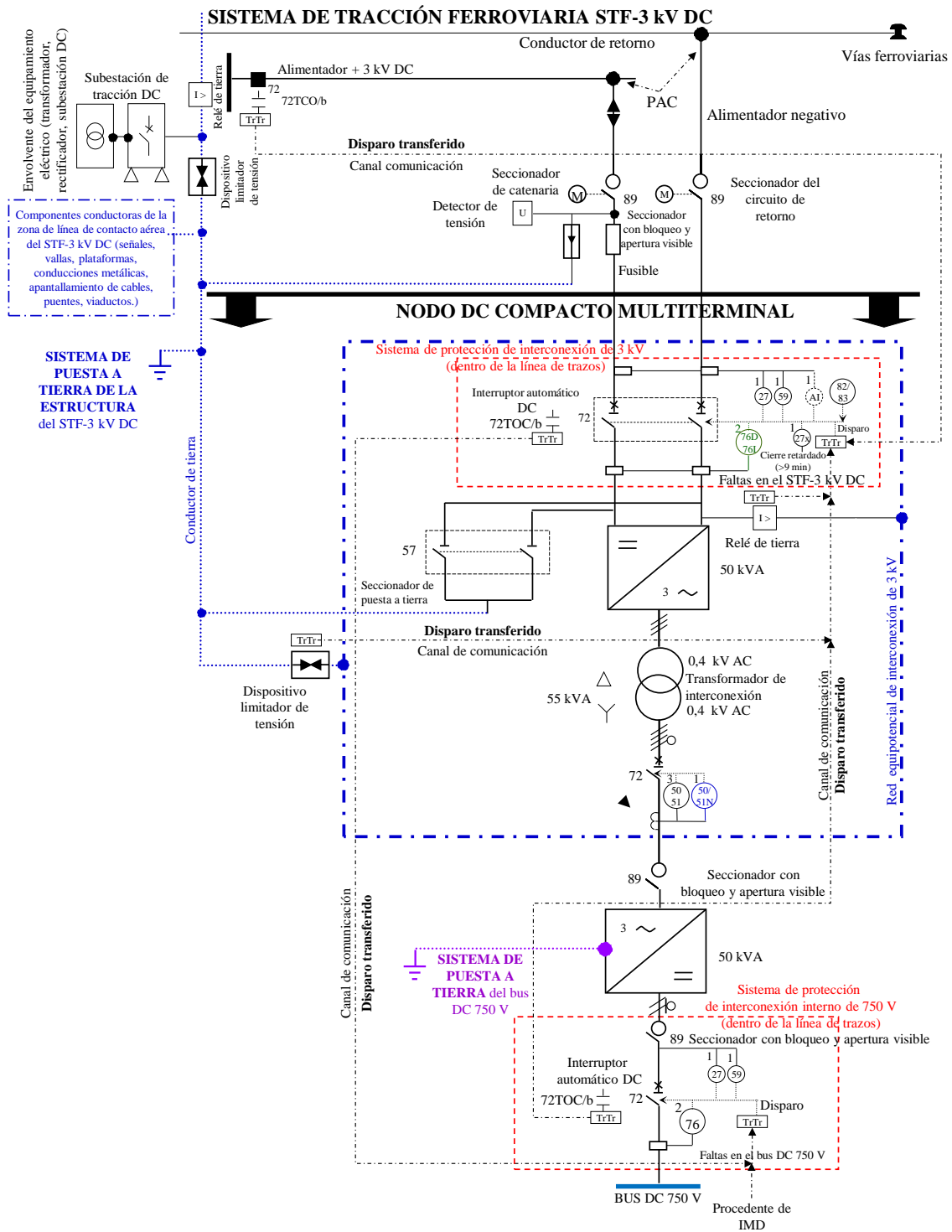


Figura 4.3. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nodo DC compacto multiterminal en el STF-3 kV DC.

4.3.3. Puesta a tierra y protección de personas

La norma IEC 62128-2 [104] establece que las partes del circuito de retorno del STF-3 kV AC no deben estar en conexión eléctrica directa con las partes de edificios que no estén aisladas de tierra, para prevenir los efectos de las corrientes parásitas DC. En caso de que se realicen tales conexiones, se deben utilizar un dispositivo de limitación de tensión en el circuito de

retorno (Figura 4.3). Las componentes conductoras en la zona de línea de contacto aérea deben estar unidas al sistema de puesta a tierra de la estructura del STF-3 kV DC.

Las envolventes del equipamiento eléctrico en las subestaciones de tracción DC están aisladas del sistema de puesta a tierra de la estructura del STF-3 kV DC (Figura 4.3). La detección de faltas a tierra en tales envolventes se realiza mediante una conexión de baja resistencia en un punto. Así, la monitorización de corriente (relé de tierra), entre el circuito de retorno y las envolventes del equipamiento eléctrico DC, como la monitorización de tensión (dispositivo limitador de tensión), en la conexión de tierra, disparan la protección si se produce una falta de aislamiento o aparece una tensión de contacto inadmisible [158].

Con el fin de armonizar las premisas establecidas previamente, esta investigación ha establecido que las envolventes del convertidor 3 kV DC/0,4 kV AC, el transformador de interconexión y el equipamiento eléctrico del sistema de protección de interconexión de 3 kV deben estar unidos a la red equipotencial de interconexión de 3 kV. La detección de una tensión de contacto inadmisible entre esta red equipotencial de interconexión y la estructura de tierra, que asegure la protección del choque eléctrico, está garantizada por un dispositivo limitador de tensión que dispara el sistema de protección de interconexión de 3 kV. La detección de faltas a tierra se provee mediante un relé de tierra. Además, las envolventes del convertidor 750 V/0,4 kV AC debe estar unidas al sistema de puesta a tierra del bus DC 750 V.

4.4. Interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal con la RD-0,4 kV AC

Aunque este apartado se centra en la RD-0,4 kV AC en España, la descripción también es válida en muchos otros países como puede comprobarse en [32,160].

Existen fundamentalmente dos configuraciones para una RD-0,4 kV AC: redes radiales y redes malladas. En España, los dos tipos se alimentan a partir de 1 o 2 transformadores de red (la mayoría en el rango de 250 a 1.000 kVA) conectados a un bus común en el lado de BT. La protección de la red utiliza dispositivos de sobreintensidad como interruptores automáticos y/o fusibles [72].

4.4.1. Protección eléctrica para la interconexión de red del nodo DC compacto multiterminal en la RD-0,4 kV AC

En consonancia con la adaptación de la norma IEEE 1547.2 [32], se ha establecido un sistema de protección individual de interconexión de 0,4 kV para el nodo DC compacto multiterminal en el PAC (Figuras 3.1 y 4.4). Este sistema de protección de interconexión debe estar equipado con una detección de sub/sobretensión (relés 27/59) y una detección de sub/sobrefrecuencia (relé 81U/O) (sección 3.4.1). Los ajustes recomendados se muestran en la Tabla 3.1.

Además, la mayoría de las referencias [35,36,44,45,52,129,142] recomiendan una protección de sobreintensidad por medio de un interruptor automático (52), disparado por el relé 50/51. Las faltas de tierra se deben controlar por un relé de sobreintensidad de tierra (50/51 N) o por un dispositivo independiente de corriente residual altamente sensible [36,40,56,142]. Por razones de seguridad, el sistema de protección de interconexión de 0,4 kV debe ser capaz de detectar la pérdida de red por medio de una protección de funcionamiento en isla (relé AI) [32,35,36,42,45,46,48,54].

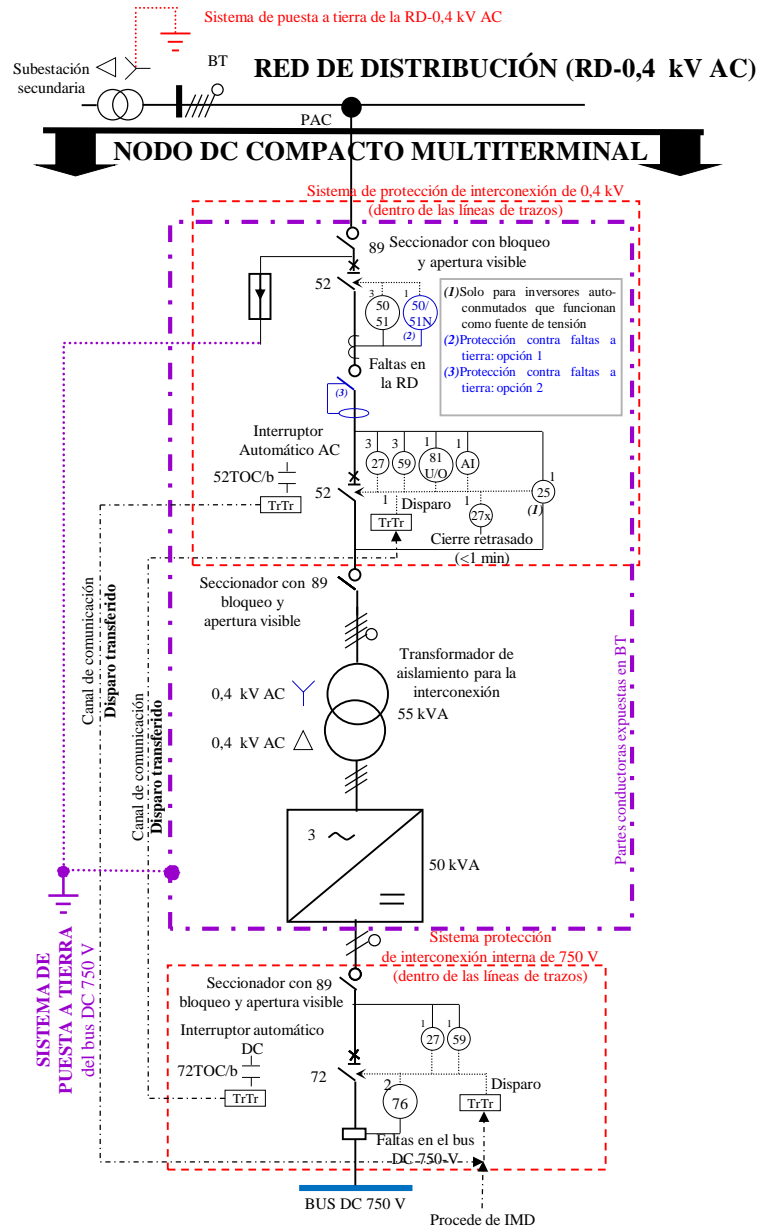


Figura 4.4. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nodo DC compacto multiterminal en la RD-0,4 kV AC.

La reconexión del nodo DC compacto multiterminal debe estar confirmada mediante un relé de mínima tensión auxiliar (27 x) después de una falta en la RD-0,4 kV AC [32,35,36,44,45,52,129,142]. Las funciones de protección pueden implementarse dentro del

software/hardware de control del convertidor 750 V DC/0,4 kV AC [35,36,40,44,46,54,56,142] (lado AC). La conexión del nodo DC con la RD-0,4 kV AC se debe realizar con un seccionador de bloqueo y apertura visible (89) [32,35,36,40,44,46,54,56,142].

Finalmente, se ha establecido que debe existir un disparo transferido (TrTr) bidireccional entre 750 V y 0,4 kV para asegurar la seguridad del sistema de protección de interconexión del bus DC 750 V. La protección interna del nodo DC compacto multiterminal integrará un descargador de tensión y un interruptor automático, incluido en este caso en el sistema de protección de interconexión.

4.4.2. Puesta a tierra y protección de seguridad

Como parte de la propuesta, se ha establecido que debe existir un sistema de puesta a tierra individual en el bus DC de 750 V [159]. En este sistema se deben conectar las partes conductoras expuestas del equipamiento eléctrico del sistema de protección de interconexión de 0,4 kV y el equipamiento de 750 V DC. En el lado de 750 V DC, la protección contra choques eléctricos está garantizada por los disparos transferidos (TrTrs) del IMD sobre la totalidad de sistemas de protección de interconexión internos de 750 V.

4.5. Interconexión de red de las ECVEs bidireccionales, sistemas de almacenamiento de energía y generador FV con el bus DC 750 V

4.5.1. Protección eléctrica para la interconexión de red de las ECVEs bidireccionales, sistemas de almacenamiento de energía y generador FV en el bus DC 750 V

En consonancia con la adaptación de la norma IEEE 1547.2 [32], se ha establecido un sistema de protección de interconexión individual para las ECVEs bidireccionales, el sistema de almacenamiento de energía (banco de baterías y supercondensador) y el generador FV con el bus DC 750 V (Figuras 3.1 y 4.5). Este sistema de protección debe estar equipado con una detección sub/sobretensión (relés 27/59) (sección 3.4.1). Los ajustes recomendados se presentan en la Tabla 3.1.

Además, uno de los requerimientos de la propuesta es la protección de sobreintensidad, por medio de un interruptor automático DC (72) disparado por el relé 76, que debe garantizar la desconexión del bus DC 750 V en caso de falta interna el bus DC. Tales funciones de protección se deben incorporar en el *software/hardware* de control de cada convertidor AC-DC o DC-DC (en el lado DC-750 V).

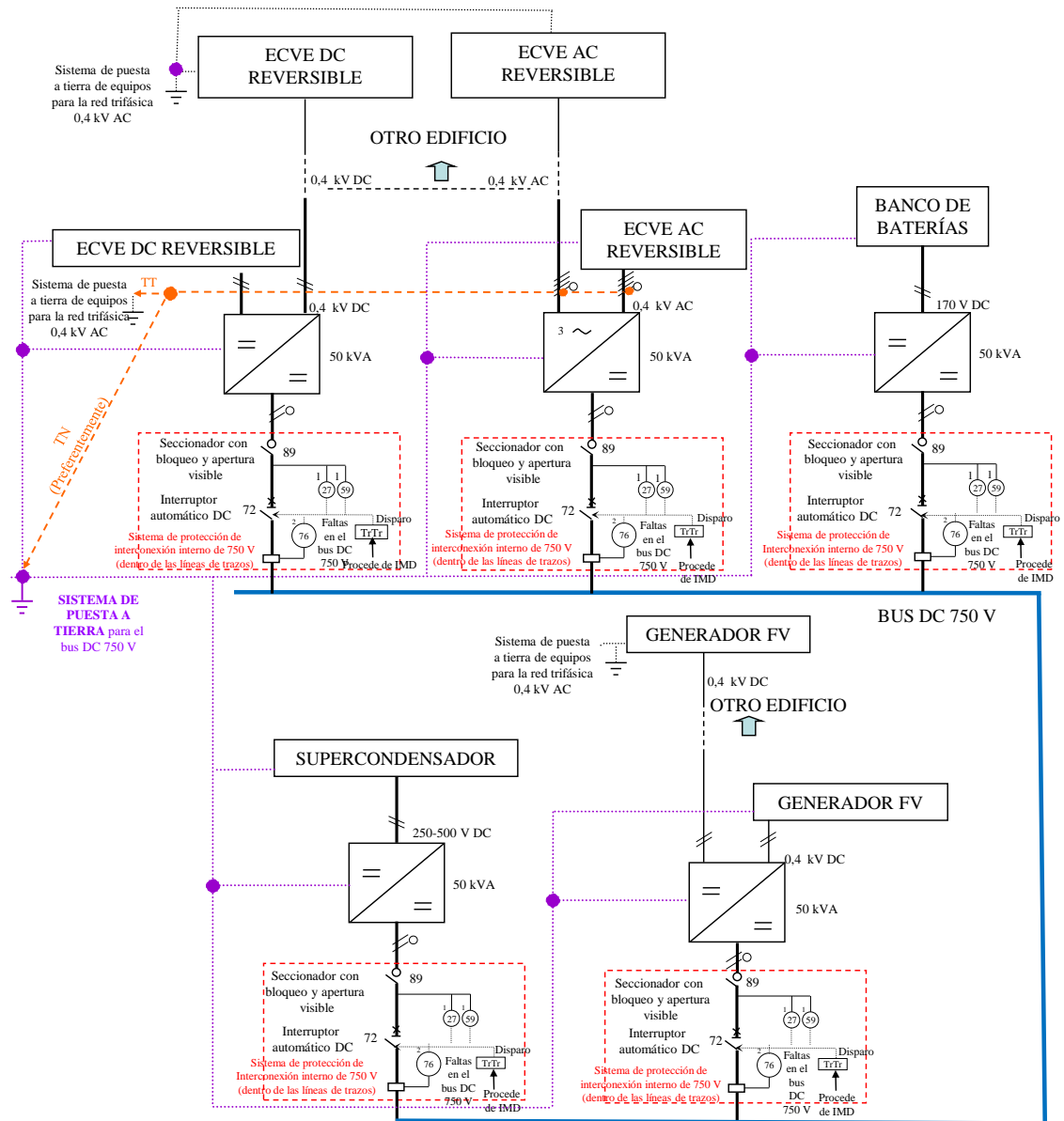


Figura 4.5. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para las ECVSs bidireccionales, sistemas de almacenamiento de energía y generador FV.

4.5.2. Puesta a tierra y protección de personas

La puesta a tierra y protección de personas en el nivel de 750 V sigue los requerimientos expuestos en la sección 4.4.2. Además, es preferible el uso de un sistema TN para garantizar la protección de personas en el nivel de 0,4 kV AC. Sin embargo, cuando la ECVE o el generador FV se encuentra en un edificio lejos del bus DC de 750 V, sus envolventes se deben unir al sistema de puesta a tierra de equipos local.

CAPÍTULO 5

Respuesta teórica de la corriente de falta DC en el nodo DC compacto multiterminal

5.1. Introducción

Los requerimientos del sistema de protección de interconexión definidos en el capítulo anterior, concretamente para su lado DC, deben ser obviamente compatibles con el comportamiento característico de las variables eléctricas en caso de una falta interna en el nodo DC (falta DC).

Este comportamiento en el nodo DC objeto de estudio en esta Tesis Doctoral, que incluye convertidores reversibles, puede ser sustancialmente diferente al de los sistemas tradicionales AC. Aunque existen varios estudios sobre la caracterización de variables eléctricas en nodos DC compactos multiterminales en condiciones de falta DC [64,69-77], los resultados no son extrapolables universalmente debido a la existencia de diferentes configuraciones, estrategias de control en los convertidores, tipos de convertidores, valores de impedancias de red, tamaños de filtros, etc. Por tanto, es necesario llevar a cabo una caracterización específica del comportamiento de las variables eléctricas del nodo en caso de falta internas, y en particular, su respuesta natural, la cual puede necesitar requerimientos de protección eléctrica muy exigentes.

La caracterización del comportamiento característico de variables eléctricas en nodos DC multiterminales en condiciones de falta DC despierta un gran interés recientemente debido al número creciente de sistemas de potencia DC, por ejemplo, sistemas de emergencia, unidades

de proceso de datos, instalaciones de salud, etc. En el pasado, se comenzó proponiendo procedimientos simplificados para la evaluación de corrientes de cortocircuito. Así, la norma americana ANSI/IEEE C37.14 [69] propuso indicadores cualitativos para su valoración. Además, diferentes normas IEEE [161,162] presentaron algunos detalles en relación con el cálculo de corrientes de cortocircuito de baterías. No obstante, en el contexto internacional, la primera norma en este ámbito, la norma IEC 363 [78] comenzó evaluando el valor de pico y variación en el tiempo de la corriente de cortocircuito en función de la tensión, resistencia y constante de tiempo de generadores y motores que alimentaban la falta DC. Sin embargo, una revisión posterior [72] redujo la atención solo a la parte de continua. Finalmente, el mayor esfuerzo en normalización lo representa la serie IEC 61660 [72,73]. Esta norma trata claramente las instalaciones auxiliares DC en plantas de potencia y subestaciones. Sin embargo, no evalúa las corrientes de cortocircuito en los siguientes sistemas: sistemas FV, sistemas de distribución de potencia en barcos o aviones, sistemas de transmisión DC de AT y sistemas ferroviarios DC. Esta norma está orientada hacia un cálculo manual o implementación en *software* de procedimientos simplificados basados en métodos de superposición.

Aunque la práctica habitual para la caracterización de faltas internas en un nodo DC compacto multiterminal es analizar la sobreintensidad, los requerimientos de protección eléctrica específicos asociados a nodos DC multiterminales altamente capacitivos hacen muy recomendable caracterizar también la variación de tensión [163], di/dt [164], dv/dt [165] e impedancia [166] en los terminales de los convertidores.

En este contexto, este capítulo persigue poner de manifiesto las exigencias/requerimientos de operación del sistema de protección de interconexión del nodo DC (concretamente su lado DC) en caso de faltas DC a partir de un análisis detallado de este comportamiento. Se presentan las expresiones analíticas adaptadas que describen la respuesta de falta DC típica para cada una de las conexiones del nodo DC compacto multiterminal. Los tipos de faltas que se analizan abarcan la totalidad de posibles faltas, esto es, una falta de cortocircuito en el bus DC y una falta a tierra desde el bus DC. Así, se presentan factores claves tales como la magnitud de corriente pico y constante de tiempo en la evolución de la corriente de falta DC, en las diferentes conexiones existentes del nodo DC, en función de los parámetros característicos del nodo propuesto. Esto posibilita establecer aquellos requerimientos de operación del sistema de protección de interconexión a diseñar. Se identifican también efectos secundarios tales como transitorios de tensión. Basándose en esta información se puede abordar en el siguiente capítulo el diseño del sistema de protección de interconexión, para el lado DC del nodo.

5.2. Falta de cortocircuito en el bus DC

En caso de una falta de cortocircuito en el bus DC del nodo DC compacto multiterminal, la descarga del condensador del filtro hacia el sistema generalmente domina el perfil de la corriente de falta, inmediatamente después de ocurrir la falta (respuesta natural).

la contribución desde la fuente de generación, unida por el convertidor al bus DC, constituye la última parte de la respuesta (respuesta forzada) [64,65,71,76,162]. No obstante, la evolución específica de la corriente dependerá de la impedancia característica de la fuente, el tamaño del filtro, la configuración, así como las tecnologías usadas en el convertidor y fuente de generación unida al bus DC a través del convertidor.

Una falta de cortocircuito en el bus DC se puede representar en el convertidor en fuente de tensión o *Voltage Source Converter* (VSC_i), esto es un convertidor AC-DC, y en el convertidor DC-DC o *DC-DC Converter* (DC-DCC_i) de cada interconexión del nodo DC compacto multiterminal, por los circuitos equivalentes de la Figura 5.1a, b y c. En estos circuitos, R representa la resistencia de línea de conexión al bus DC del convertidor, mientras que R' ($R'=R+R_c$) es la resistencia en serie equivalente de la capacidad del filtro del convertidor C_c . La inductancia L representa la inductancia total de la línea para dos cables.

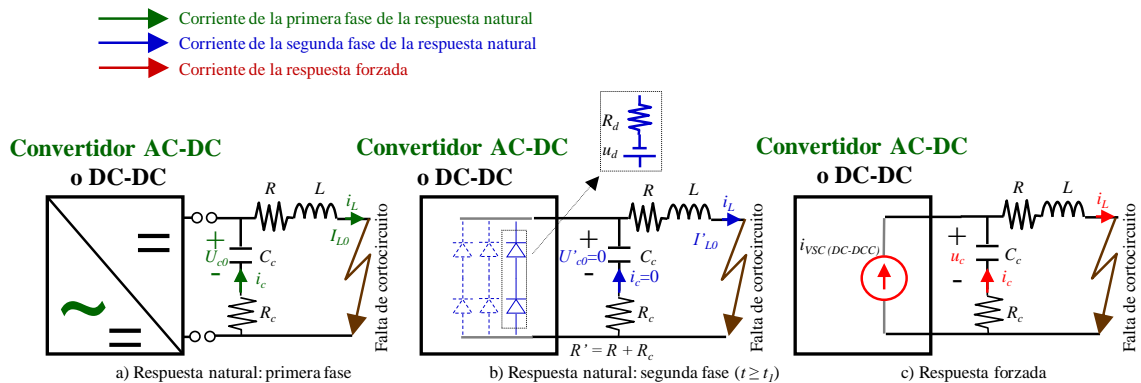


Figura 5.1. Circuitos equivalentes para el convertidor AC-DC y/o el convertidor DC-DC en caso de una falta de cortocircuito en el bus DC del nodo DC compacto multiterminal.

5.2.1. Respuesta natural: primera fase (después de la falta)

Aunque la respuesta natural de la corriente de falta DC se puede describir considerando el circuito RLC equivalente de la Figura 5.1a y b, el análisis se puede realizar en dos fases separadas [64,71]. En la primera fase, la capacidad C_c , precargada a la tensión inicial U_{c0} , se descarga a través de la resistencia y la inductancia (Figura 5.1a). Esta corriente de descarga se muestra, para cada una de las interconexiones del nodo DC compacto multiterminal, en las Figuras 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5.

La corriente de cortocircuito de descarga (i_L) en el dominio de Laplace está dada por la siguiente expresión:

$$i_L(s) = \frac{\frac{U_{co}}{L} + I_{LO}s}{s^2 + \frac{R'}{L}s + \frac{1}{LC_c}} \quad (5.1)$$

donde:

- C_c : Capacidad del filtro del convertidor
- I_{LO} : Corriente inicial a través de la inductancia L ; está determinada por la condición de operación de prefalta
- L : Inductancia total de la línea, incluyendo conductor positivo y negativo
- R' : Resistencia serie equivalente con la capacidad del filtro del convertidor C_c
- U_{co} : Tensión inicial de la capacidad del filtro

Puesto que la corriente de falta proveniente del lado del convertidor es insignificante para el periodo inmediatamente después de la falta [64,71], tanto el convertidor AC-DC como el convertidor DC-DC se pueden considerar desconectados del circuito RLC . Bajo esta premisa, la respuesta de corriente $i_L(t)$ será la suma de dos términos exponenciales decrecientes:

$$i_L(t) = A_1 e^{s_1 t} + A_2 e^{s_2 t} \quad (5.2)$$

donde:

A_1, A_2 : Coeficientes que dependen de las condiciones iniciales

Las raíces s_1 y s_2 se obtienen de la siguiente ecuación:

$$s_{1,2} = -\alpha \pm \sqrt{\alpha^2 - \omega_0^2} \quad (5.3)$$

donde:

- α : Coeficiente de amortiguación (o frecuencia de Neper)
- ω_0 : Pulsación de resonancia del circuito

El coeficiente de amortiguación α se obtiene por la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{R'}{2L} \quad (5.4)$$

donde:

- L : Inductancia total de la línea, incluyendo conductor positivo y negativo
- R' : Resistencia serie equivalente con la capacidad del filtro del convertidor C_c

La pulsación de resonancia del circuito ω_0 se puede obtener a través de la ecuación:

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC_c}} \quad (5.5)$$

donde:

C_c : Capacidad del filtro del convertidor

L : Inductancia total de la línea, incluyendo conductor positivo y negativo

La localización de las raíces en la ecuación (5.3) está dada por las magnitudes relativas de α^2 y ω_0^2 . Así, estas magnitudes determinan la forma de la respuesta de la corriente, donde $\alpha^2 > \omega_0^2$, $\alpha^2 = \omega_0^2$, $\alpha^2 < \omega_0^2$ representa respectivamente una respuesta sobre, crítica y subamortiguada.

Para sistemas subamortiguados, la respuesta real es oscilatoria. Cuando se aplica la identidad de Euler a la ecuación (5.2) y, además se sustituyen los términos por las condiciones iniciales, la respuesta de la corriente subamortiguada $i_L(t)$ se representa por:

$$i_L(t) = \frac{U_{c0}}{L\omega_d} e^{-\alpha t} \text{sen}(\omega_d t) + I_{L0} e^{-\alpha t} \left[\cos(\omega_d t) - \frac{\alpha}{\omega_d} \text{sen}(\omega_d t) \right] \quad (5.6)$$

donde:

α : Coeficiente de amortiguación (o frecuencia de Neper)

ω_d : Pulsación de resonancia amortiguada

I_{L0} : Corriente inicial a través de la inductancia L

L : Inductancia total de la línea, incluyendo conductor positivo y negativo

t : Tiempo

U_{c0} : Tensión inicial de la capacidad del filtro

La pulsación de resonancia amortiguada ω_d se obtiene con la ecuación siguiente:

$$\omega_d = \sqrt{\omega_0^2 - \alpha^2} \quad (5.7)$$

donde:

α : Coeficiente de amortiguación (o frecuencia de Neper)

ω_0 : Pulsación de resonancia del circuito

Debido al usual elevado tamaño de la capacidad del filtro del convertidor, y la relativa baja inductancia del cable (longitud de cable corta), la parte dominante de la corriente de falta subamortiguada en la ecuación (5.6) se debe a la tensión inicial de la capacidad del filtro del

convertidor. Así, el valor inicial de la corriente I_{L0} se puede despreciar [71]. Además, para condiciones altamente subamortiguadas ($\alpha^2 \ll \omega_0^2$), ω_d tiende a ω_0 , y la ecuación (5.6) se puede reducir de la siguiente manera:

$$i_L(t) = \frac{U_{c0}}{\sqrt{\frac{L}{C_c}}} e^{-\alpha t} \text{sen}(\omega_0 t) \quad (5.8)$$

donde:

- α : Coeficiente de amortiguación (o frecuencia de Neper)
- ω_0 : Pulsación de resonancia del circuito
- I_{L0} : Corriente inicial a través de la inductancia L
- L : Inductancia total de la línea, incluyendo conductor positivo y negativo
- t : Tiempo
- U_{c0} : Tensión inicial de la capacidad del filtro

El tiempo necesario para que la corriente alcance su valor de pico se puede obtener a partir de la ecuación (5.8), igualando su derivada a cero. En términos generales, en sistemas (nodos) DC compactos este tiempo es muy corto [64,65,71,76]. Este valor de tiempo t_{pico} para condiciones fuertemente subamortiguadas está dado por la siguiente expresión:

$$t_{pico} \approx \left(\frac{1}{\omega_0} \right) \arctan \left(\frac{\omega_0}{\alpha} \right) \quad (5.9)$$

donde:

- α : Coeficiente de amortiguación (o frecuencia de Neper)
- ω_0 : Pulsación de resonancia del circuito

Sin embargo, cuando ocurren faltas de alta impedancia se puede originar una respuesta sobreamortiguada. La ecuación para obtener la corriente $i_L(t)$ en este caso es:

$$i_L(t) = \frac{U_{c0}}{L(s_1 - s_2)\omega_d} (e^{s_1 t} - e^{s_2 t}) \quad (5.10)$$

donde:

- ω_d : Pulsación de resonancia amortiguada
- L : Inductancia total de la línea, incluyendo conductor positivo y negativo
- s_1, s_2 : Raíces
- t : Tiempo

U_{c0} : Tensión inicial de la capacidad del filtro

Y para el tiempo de pico t_{pico} se aplicará la siguiente ecuación:

$$t_{pico} = \frac{\ln\left(\frac{s_2}{s_1}\right)}{s_2 - s_1} \quad (5.11)$$

donde:

s_1, s_2 : Raíces

5.2.2. Respuesta natural: segunda fase (fase de conducción libre por diodos antiparalelo)

Cuando la corriente alcanza el valor de pico, oscilaciones LC en el circuito de la línea del convertidor al bus DC pueden originar que la tensión de la capacidad del filtro del convertidor (convertidor AC-DC o convertidor DC-DC) pueda alcanzar valores negativos [64,71,76]. Este cambio de tensión invierte la tensión en los bornes del convertidor. Cuando esta tensión negativa alcanza un valor suficientemente alto, los diodos antiparalelo del convertidor comienzan a conducir. Por tanto, aparece un camino alternativo de corriente, independientemente del estado de los dispositivos activos de conmutación del convertidor, y esto cambia la respuesta del circuito constituido por la línea bus DC a convertidor (Figura 5.1b).

En esta fase (para $t > t_1$, donde t_1 es el tiempo en el que la tensión de la capacidad baja a cero), u_d y R_d son la suma de las tensiones y resistencias de los diodos antiparalelo en funcionamiento en cualquier rama del convertidor. En esta segunda fase de descarga, la inductancia de cable se modela mediante un circuito equivalente de primer orden (Figura 5.1b), donde la corriente de la inductancia circula a través de los diodos antiparalelo del convertidor. La corriente de la inductancia $i_L(t)$ es dada por:

$$i_L(t) = I'_{L0} e^{-\left(\frac{R_d}{L}\right)t} \quad (5.12)$$

donde:

I'_{L0} : Corriente inicial a través de la inductancia L para $t=t_1$

L : Inductancia total de la línea, incluyendo conductor positivo y negativo

R_d : Suma de resistencias de los diodos antiparalelo en funcionamiento

Dependiendo de la interconexión analizada en el nodo DC compacto multiterminal (convertidor DC-DC o convertidor AC-DC trifásico o monofásico), la corriente de la inductancia circulará a través de las siguientes parejas de diodos antiparalelo del respectivo convertidor:

- $d_1/d_4, d_2/d_5$ y d_3/d_6 en el convertidor trifásico de la RD-0,4 kV AC (Figura 5.2).
- d_1/d_3 y d_2/d_4 en el convertidor monofásico del STF-25 kV AC (Figura 5.3).
- $d_1/d_4, d_2/d_5$ y d_3/d_6 en el convertidor del STF-3 kV DC (Figura 5.4).
- d_1/d_2 en el convertidor DC-DC del banco de baterías (Figura 5.5).

Cada diodo antiparalelo del convertidor puede llevar un tercio, la mitad o la totalidad de la corriente de descarga en los casos mencionados. Esta es la fase más crítica para los diodos antiparalelo puesto que la sobreintensidad que circula libremente tiene un cambio muy brusco y un valor inicial alto, pudiendo dañar inmediatamente estos diodos.

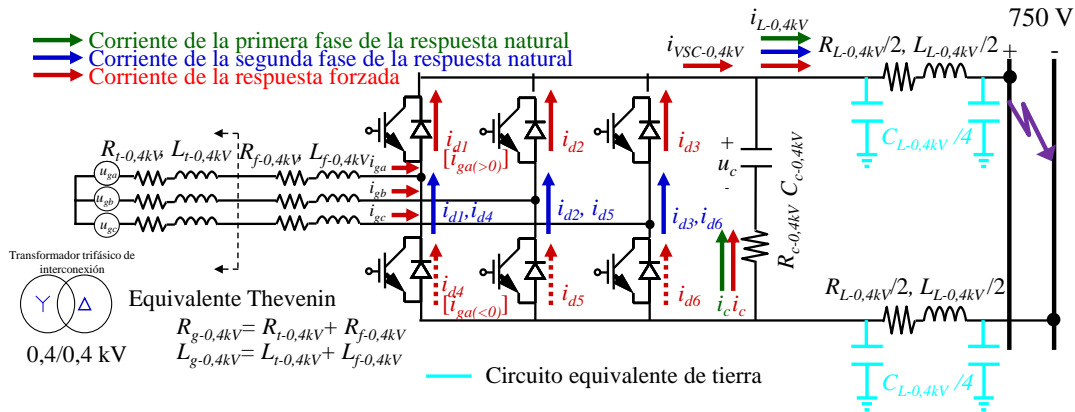


Figura 5.2. Circuito equivalente para el convertidor AC-DC entre la RD-0,4 kV AC y el bus DC con una falta de cortocircuito en el bus DC.

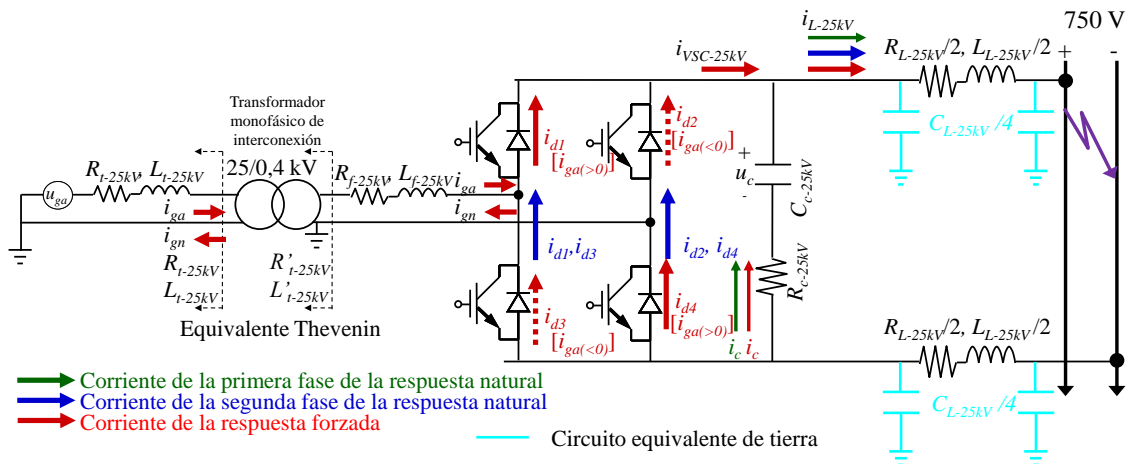


Figura 5.3. Circuito equivalente para el convertidor AC-DC entre el STF-25 kV AC y el bus DC con una falta de cortocircuito en el bus DC.

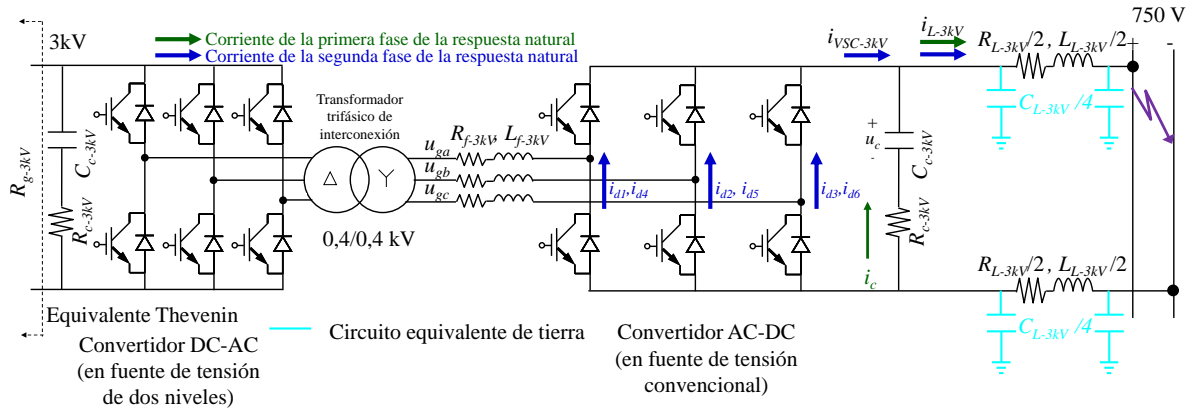


Figura 5.4. Circuito equivalente para los convertidores (DC-AC, AC-DC) entre el STF-3 kV DC y el bus DC con una falta de cortocircuito en el bus DC.

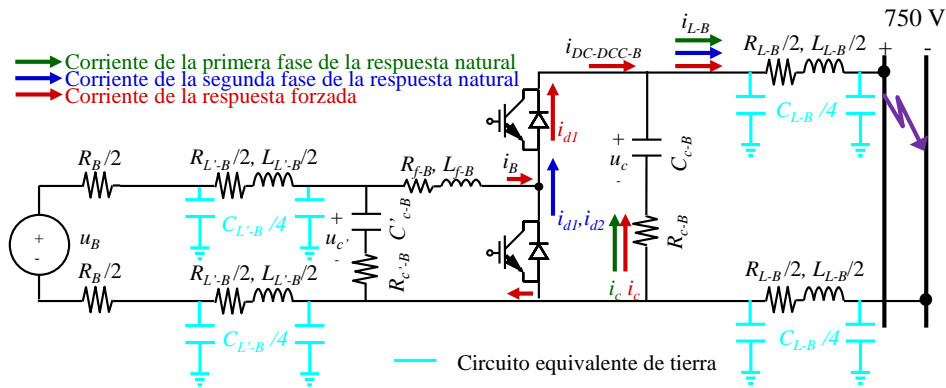


Figura 5.5. Circuito equivalente para el convertidor DC-DC entre el banco de baterías y el bus DC con una falta de cortocircuito en el bus DC.

5.2.3. Respuesta forzada: fase de alimentación de corriente desde las redes o fuentes de generación

La respuesta forzada viene dada por el enlace DC de la capacidad del filtro y la inductancia del cable bajo una respuesta forzada de fuente de corriente ($i_{VSC} [i_{DC-DCC}]$). Cuando se bloquea el control del convertidor AC-DC o convertidor DC-DC, la tensión de la capacidad del filtro u_c no es necesariamente cero (Figura 5.1c).

La contribución de la corriente de falta desde el convertidor trifásico de la RD-0,4 kV AC (Figuras 5.1c y 5.2), esto es, la corriente de cortocircuito trifásico, se obtiene mediante el análisis de cortocircuito trifásico. La tensión de red para la fase a $u_{ga}(t)$ cuando se origina el cortocircuito viene dada por:

$$u_{ga}(t) = U_g \text{sen}(\omega_s t + \beta) \quad (5.13)$$

donde:

- β : Ángulo de la tensión en el tiempo t_l
- ω_s : Velocidad de sincronismo
- t : Tiempo
- U_g : Amplitud de la tensión

De igual forma la corriente del lado de red de fase a $i_{ga}(t)$ viene dada por:

$$i_{ga}(t) = I_g \sin(\omega_s t + \beta - \varphi) + [I_{g0} \sin(\beta - \varphi_0) - I_g \sin(\beta - \varphi)] e^{-\alpha t / \tau} \quad (5.14)$$

donde:

- α : Coeficiente de amortiguación (o frecuencia de Neper)
- β : Ángulo de la tensión en el tiempo t_l
- φ : Ángulo de la red
- φ_0 : Ángulo de fase inicial de la red
- ω_s : Velocidad de sincronismo
- I_{g0} : Amplitud de la corriente inicial de red

Definiendo τ y φ como:

$$\tau = \frac{L_{g-0,4kV} + L_{L-0,4kV}}{R_{g-0,4kV} + R_{L-0,4kV}} \quad (5.15)$$

$$\varphi = \arctan(\omega_s \tau) \quad (5.16)$$

donde:

- φ : Ángulo de la red
- τ : Constante de tiempo
- ω_s : Velocidad de sincronismo
- $L_{g-0,4kV}$: Inductancia de la red de 0,4 kV
- $L_{L-0,4kV}$: Inductancia de la línea de 0,4 kV
- $R_{g-0,4kV}$: Resistencia de la red de 0,4 kV
- $R_{L-0,4kV}$: Resistencia de la línea de 0,4 kV

La corriente positiva i_{ga} circula desde el diodo d_l para contribuir a la corriente $i_{VSC-0,4kV}$ junto con aquellas provenientes de i_{gb} e i_{gc} . Consiguientemente, la corriente total $i_{VSC-0,4kV}$ es la suma de la corriente trifásica positiva:

$$i_{VSC-0,4kV}(t) = i_{d_1}(t) + i_{d_2}(t) + i_{d_3}(t) = i_{ga,(>0)}(t) + i_{gb,(>0)}(t) + i_{gc,(>0)}(t) \quad (5.17)$$

donde:

$i_{d1(d2, d3)}$: Corriente del diodo d_1 (d_2, d_3)

$i_{ga(b, c)}$: Corriente del lado de red de la fase a (b, c)

$i_{VSC-0,4kV}$: Corriente de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC

Finalmente, la corriente por la inductancia de la línea de 0,4 kV $i_{L-0,4kV}$ viene dada por:

$$i_{L-0,4kV}(t) = A \sin(\omega_s t + \gamma) + B e^{-t/\tau} + C_1 (\omega_0 / \omega_d) e^{-\alpha t} \sin(\omega_d t + \varepsilon) + (C_2 / \omega_d) e^{-\alpha t} \sin(\omega_d t) \quad (5.18)$$

donde:

ω_0 : Pulsación de resonancia del circuito

ω_d : Pulsación de resonancia amortiguada

ω_s : Velocidad de sincronismo

t : Tiempo

Se define $A, B, C_1, C_2, \theta, \gamma$ y ε como:

$$A = I_g \left[\left(1 - \omega_s^2 \times L_{L-0,4kV} \times C_{c-0,4kV} \right)^2 + \left(R_{L-0,4kV} \times C_{c-0,4kV} \right)^2 \right]^{-\frac{1}{2}} \quad (5.19)$$

$$B = I_g \left[\frac{\tau^2}{\tau^2 - \tau \times R_{L-0,4kV} \times C_{c-0,4kV} + L_{L-0,4kV} \times C_{c-0,4kV}} \right] \quad (5.20)$$

$$C_1 = -[A \times \text{sen}(\gamma) + B] \quad (5.21)$$

$$C_2 = \frac{B}{\tau + \omega_s \times A \cos(\gamma)} \quad (5.22)$$

$$\theta = \arctan \left(\frac{R_{L-0,4kV} \times C_{c-0,4kV}}{1 - \omega_s^2 \times L_{L-0,4kV} \times C_{c-0,4kV}} \right) \quad (5.23)$$

$$\gamma = \beta - \alpha - \theta \quad (5.24)$$

$$\varepsilon = \arctan \left(\frac{\omega_d}{\alpha} \right) \quad (5.25)$$

donde:

α : Coeficiente de amortiguación (o frecuencia de Neper)

- ω_d : Pulsación de resonancia amortiguada
- ω_s : Velocidad de sincronismo
- $C_{c-0,4kV}$: Capacidad del filtro de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC
- I_g : Amplitud de la corriente de red
- $L_{L-0,4kV}$: Inductancia de la línea de 0,4 kV
- $R_{L-0,4kV}$: Resistencia de la línea de 0,4 kV

De igual forma, la corriente negativa i_{ga} , i_{gb} e i_{gc} circulará a través de los diodos d_4 , d_5 y d_6 .

Para calcular la contribución de la corriente de falta del convertidor monofásico del STF-25 kV AC (Figuras 5.1c y 5.3) se deben tener en cuenta las dos semi-ramas del convertidor con diodos activos. Por tanto, la corriente $i_{VSC-25kV}$ es el resultado de la corriente positiva i_{ga} desde los diodos d_1/d_4 , y la corriente negativa i_{ga} desde los diodos d_2/d_3 . Por esta razón, la corriente $i_{VSC-25kV}$ tiene la misma forma que la ecuación (5.17). No obstante, la impedancia de interconexión del transformador monofásico debe también considerarse.

Para calcular la contribución de la corriente de falta desde el STF-3 kV DC al bus DC, cabe destacar que la propia configuración de los convertidores entre el bus DC y el STF-3 kV DC evita la inyección de corriente del lado de red de 3 kV a la falta DC (Figura 5.4). Por consiguiente, las ecuaciones (5.17) y (5.18) no son aplicables.

Finalmente, para calcular la contribución de la corriente de falta del convertidor DC-DC del banco de baterías (Figuras 5.1c y 5.5) solo es necesario considerar la semi-rama del convertidor con el diodo activo (d_1).

5.3. Falta a tierra desde el bus DC

Existen diferentes enfoques para la elección del sistema de puesta a tierra en un sistema eléctrico de potencia. Evidentemente, diferentes soluciones dan como resultado diferentes regímenes de funcionamiento y niveles de seguridad [167]. En general, la puesta a tierra se utiliza para la detección de faltas a tierra y, para garantizar la seguridad de personas y equipos [152].

El nodo DC compacto multiterminal analizado puede estar ligado o no a tierra. A pesar de que en el pasado una configuración ligada a tierra permitía una detección fácil de la falta a tierra [77], los nuevos dispositivos de protección preparados para ser instalados en sistemas flotantes (dispositivos de monitorización de aislamiento) [162], hacen que esta detección sea más fácil en estas configuraciones. Por tanto, en la propuesta de esta investigación se ha establecido la configuración flotante para el nodo DC compacto multiterminal puesto que es la configuración más segura frente al choque eléctrico [159].

Adoptando la configuración flotante, el nodo DC compacto multiterminal solo incluye el punto del neutro del transformador de la conexión hacia el STF-25 kV AC como punto ligado a a tierra. Por tanto, una falta a tierra establecerá un bucle con este punto solo si el convertidor monofásico del STF-25 kV AC está bloqueado, originando una corriente del lado de red a partir del rectificador no controlado con la tensión del bus DC modificada por la tensión rectificada. Esto significa que la corriente circulará a través del diodo d_1 (Figura 5.6). Sin embargo, no se puede ignorar la posible resistencia de falta R_f en este caso puesto que puede alcanzar valores de cientos de ohmios [64,159].

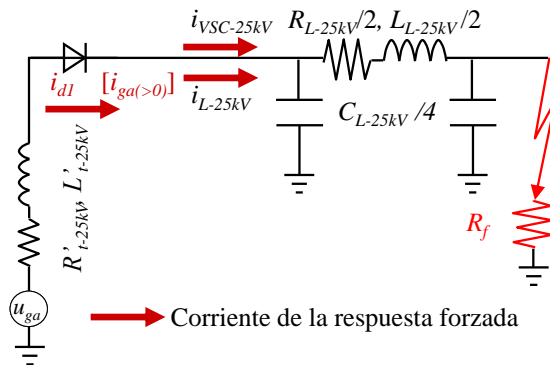


Figura 5.6. Circuito equivalente para el convertidor monofásico entre el STF25 kV AC y el bus DC con una falta a tierra desde el bus DC.

CAPÍTULO 6

Diseño del sistema de protección para el lado DC del nodo DC compacto multiterminal

6.1. Introducción

La aparición de una falta DC en un nodo DC compacto multiterminal, como se ha mostrado en el capítulo anterior, involucra una cantidad de retos importantes que deben ser resueltos por el sistema de protección de interconexión, concretamente en su lado DC. Entre estos retos cabe incluir: 1) protección contra corrientes de alta magnitud y tasa de cambio; 2) prevención de transitorios de tensión asociados a la operación de dispositivos de protección; 3) necesidad de tiempo de operación muy corto; 4) baja resistencia del convertidor a la falta DC; 5) escasez de normas, guías y experiencias [64]. Además, el desarrollo del concepto de nodo DC compacto multiterminal puede contribuir a incrementar los sensores y la infraestructura de comunicación, complicando el diseño de protección. Estos retos únicamente pueden ser superados si se realiza un diseño de este sistema de protección basado en requisitos avanzados.

En relación con la magnitud de sobreintensidad, el transitorio más significativo en el nodo DC compacto multiterminal se produce en su respuesta natural primaria. El tiempo de esta fase es de aproximadamente 20-1000 μ s considerando parámetros típicos del nodo analizado en esta Tesis Doctoral. Esto se debe a la rápida descarga de la capacidad del filtro del convertidor a través de la red. Por tanto, entre los requerimientos del sistema de protección de interconexión (concretamente para su lado DC) está el establecimiento de tiempos de actuación ultrarrápidos,

únicamente alcanzable basándose en el uso de interruptores de estado sólido.

La resistencia frente a la corriente de falta de convertidores AC-DC y DC-DC bidireccionales, construidos con transistores bipolares de puerta aislada o *Insulated-Gate Bipolar Transistors* (IGBTs), en caso de una falta DC [168,169] es mucho menor que la que es capaz de tolerar un convertidor basado en tiristores [64,65,70]. Estos últimos convertidores no reversibles (unidireccionales) presentan una limitación de corriente durante faltas DC. Por el contrario, la tecnología de convertidor reversible empleado en el nodo DC compacto multiterminal no tiene esta característica de limitación de corriente en caso de faltas DC, presentando las variables eléctricas del nodo un comportamiento característico sustancialmente diferente. Por tanto, el diseño tradicional del sistema de protección de un sistema de distribución DC de AT (basado en convertidores unidireccionales) [64,71,74,75,161,170,171] no se puede aplicar a un nodo DC compacto multiterminal (basado en convertidores bidireccionales). Además, la corriente de cortocircuito en un sistema de distribución DC, de AT o BT, está atenuada por el amortiguamiento que produce la reactancia de los cables.

El tiempo característico de la segunda fase es de aproximadamente 2 ms considerando los parámetros típicos del nodo. En consecuencia, es necesario como requerimiento para el sistema de protección de interconexión (concretamente para su lado DC) un tiempo de actuación muy rápido, del orden de 2 ms, de forma similar al respecto en [64,70,71,73,75,172], previniendo de esta forma el daño interno del convertidor.

Por otra parte, la referencia [173] indica que en caso de subtensión en la red, el convertidor debe permanecer conectado como mínimo 140 ms para evitar disparos intempestivos en la red [174]. Por tanto, resulta muy importante evaluar como estos requerimientos del sistema de protección de interconexión se pueden aplicar a convertidores menos robustos, donde la conexión durante este periodo de tiempo puede originar una corriente inadmisible en el convertidor.

En este contexto, y conocidos los requerimientos del sistema de protección de interconexión (concretamente para su lado DC), este capítulo da un paso adelante y plantea como objetivo principal el diseño del *hardware* requerido (equipamiento de medida, relés y dispositivos de protección) para una protección adecuada de los convertidores en caso de faltas DC del nodo DC compacto multiterminal.

6.2. Opciones de protección

La práctica común para proteger un sistema (nodo) DC compacto multiterminal de BT es instalar una protección en el lado DC y desconectar el convertidor en caso de falta DC [64,71]. No obstante, para este tipo de falta la variación de corriente puede ser tan rápida que el control de corriente del convertidor sea incapaz de detectar la falta en un tiempo adecuado, originando un deterioro en los interruptores de estado sólido del convertidor (p. ej. IGBTs). Si se desea

alcanzar este objetivo, el salto de tiempo del control del convertidor no puede ser mayor que el tiempo de subida de la corriente de cortocircuito. En este contexto, los fabricantes de IGBTs definen su capacidad de sobreintensidad máxima en 2-3 veces la corriente nominal durante varios milisegundos [65,75].

Otro planteamiento diferente es requerido para los sistemas de distribución DC de BT. En estos sistemas se necesita que los convertidores inyecten corrientes de cortocircuito que permitan la rápida actuación de los dispositivos de protección [75,76]. En este caso el objetivo es asegurar la mínima interrupción del suministro a las cargas. Por tanto, los convertidores deben gestionar la corriente de cortocircuito adecuadamente mediante una estrategia de control específica [76]. Cuando se requiere una coordinación de varios dispositivos de protección en serie, se recomienda un esquema de protección basado en una unidad de protección [46,72,73,175].

6.3. Diseño del sistema de protección

El sistema de protección diseñado para el lado DC del nodo DC compacto multiterminal debe detectar y aislar las faltas DC lo más rápido posible. Este sistema deberá disponer de equipos de medida así como dispositivos de protección y relés (protección P_C y P_{CCF} , véase la Figura 6.1).

Los dispositivos de protección de sobreintensidad disponibles en el mercado para sistemas DC de BT, además de los fusibles, son los interruptores automáticos de estado sólido o *Solid State Circuit Breakers* (SSCBs), los interruptores automáticos híbridos o *Hybrid Circuit Breakers* (HCBs) y los interruptores automáticos electro-mecánicos o *Electro-Mechanical Circuit Breakers* (EMCBs). Además, los relés de protección usan la información de tensión y corriente medida para calcular la variación en el tiempo [163] y/o los cambios abruptos de corriente/tensión con el fin de determinar si se ha producido o no una falta.

Debido a las limitaciones que presentan los fusibles y los EMCBs (tiempos de operación largos, p. ej. 2 ms para los fusibles, 4-500 ms para los EMCBs [163]), los SSCBs y HCBs se han convertido en una opción válida para la protección de nodos DC compactos multiterminales. Por esta razón, el prototipo de protección diseñado en esta Tesis Doctoral para el lado DC del convertidor se basa en estos dispositivos de protección. Así, se ha diseñado un interruptor bidireccional basado en semiconductores (interruptor automático de estado sólido bidireccional, Figura 6.2) para proteger cada filtro capacitivo en los convertidores (protección P_{CCF} , Figura 6.1). Obviamente, la protección del nodo DC compacto multiterminal debe basarse en la rápida inhabilitación del convertidor puesto que es difícil aislar la falta DC en un nodo DC compacto. No obstante, se ha diseñado adicionalmente una protección adicional (interruptor automático híbrido bidireccional, Figura 6.3) para salvaguardar el convertidor contra faltas DC, la cual se localiza externamente al convertidor (protección P_C , Figura 6.1).

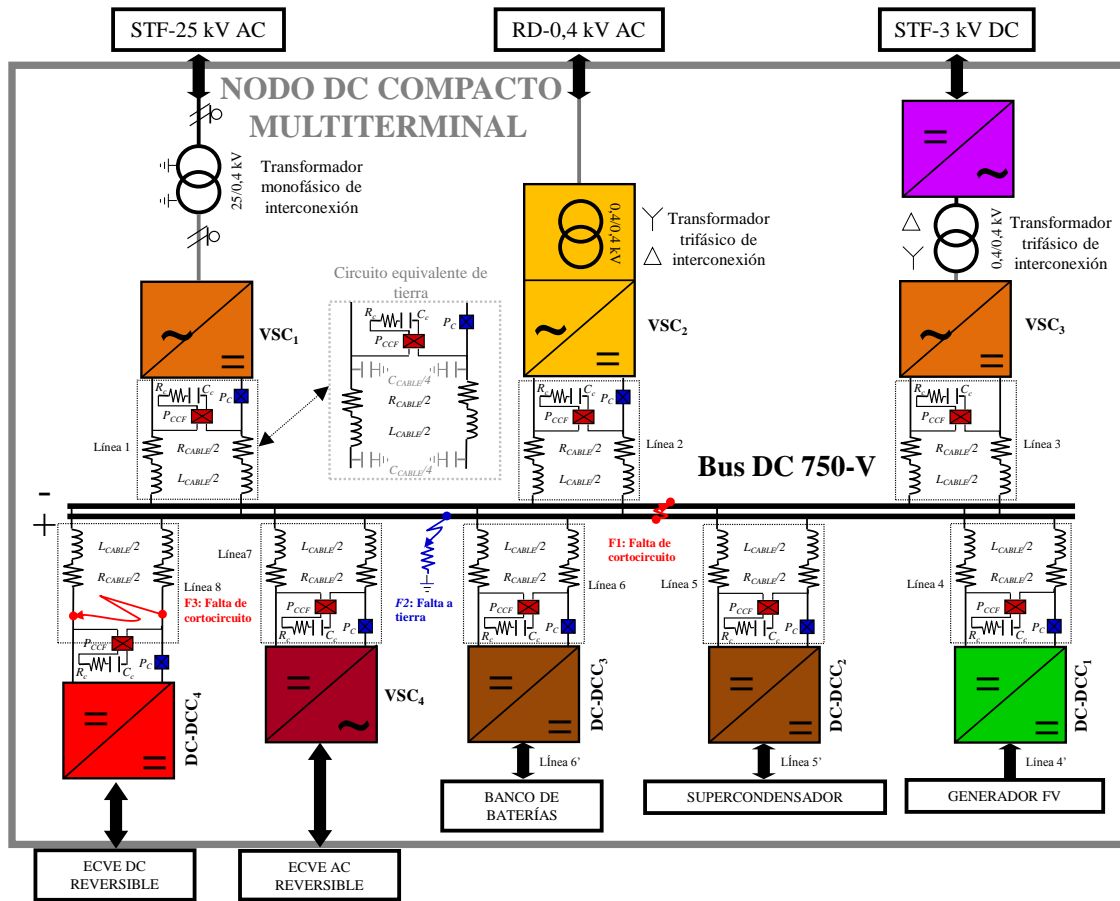


Figura 6.1. Sistemas de protección para el lado DC del nodo DC compacto multiterminal.

6.3.1. Interruptor automático de estado sólido

Los SSCBs usan interruptores de estado sólido [p. ej. IGBT, tiristor de apagado por puerta o *Gate Turnoff Thyristor* (GTO), tiristor conmutado de puerta integrada o *Integrated Gate-Commutated Thyristor* (IGCT)] tiristor de apagado por emisor o *Emitter Turn-Off Thyristor* (ETO)] para proporcionar la interrupción de potencia. Así, las compañías eléctricas ya están utilizando interruptores automáticos de estado sólido basados en ETO e IGCT [176]. La investigación de mercado sobre dispositivos de potencia muestra que el IGCT es la mejor opción presente actualmente para utilizar en la protección del lado DC de los convertidores. El interruptor automático de estado sólido basado en IGCTs tiene una capacidad de corte de corriente elevada y una velocidad de conmutación del orden de 11 μ s. Por el contrario, los interruptores automáticos de estado sólido basados en IGBTs no se utilizan con frecuencia debido a su menor capacidad de corriente y mayores pérdidas en conducción, a pesar de su más elevada velocidad de conmutación (sobre 6 veces mayor). Sin embargo, una velocidad de apagado menor tiene asociada una tensión resultante en el bus con menor frecuencia de resonancia durante la interrupción de faltas.

La Figura 6.2 muestra el diagrama de la protección P_{CCF} que se ha diseñado en esta Tesis Doctoral para proteger la capacidad de filtros de cada convertidor. Esta protección está

compuesta de un interruptor automático de estado sólido bidireccional basado en IGCTs con circuitos amortiguadores, relé y equipamiento de medida. El circuito amortiguador protege al interruptor automático de estado sólido de transitorios de tensión inadmisible debido a la inductancia cable de conexión al bus [101,177].

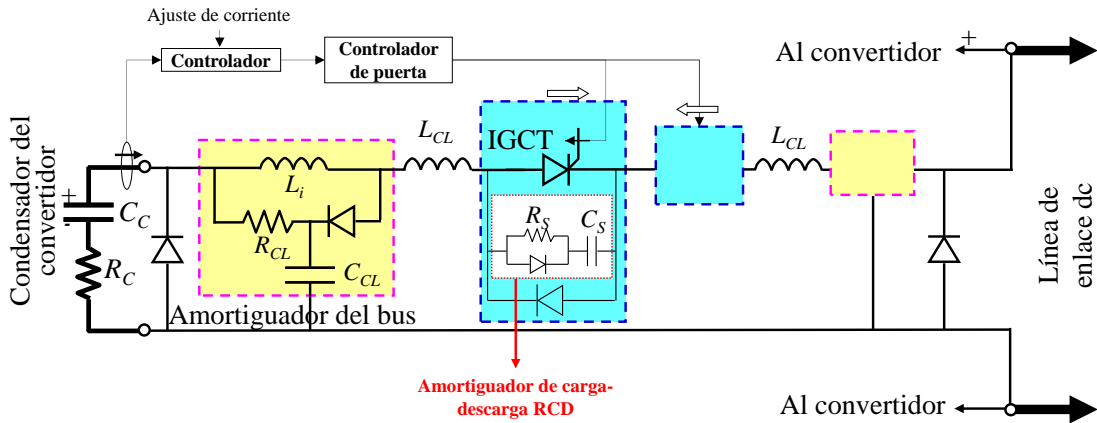


Figura 6.2. Diagrama de la protección P_{CCF} : interruptor automático de estado sólido bidireccional basado en IGCT.

6.3.2. Interruptor automático híbrido

Aunque el diseño de interruptor automático basado en un interruptor de estado sólido sea capaz de interrumpir corrientes de varios kA en pocos μ s, tiene mayores pérdidas que los interruptores automáticos mecánicos o *Mechanical Breakers* (MBs). La Figura 6.3 muestra la combinación de un interruptor automático mecánico y un interruptor semiconductor de apagado activo [71,178] diseñada en esta Tesis Doctoral para la protección interna del convertidor (protección P_C , Figura 6.1) como consecuencia de las anteriores premisas.

Este diseño posibilita una interrupción de la falta DC en un tiempo aproximado de un milisegundo basándose en el hueco de contacto requerido para un sistema de BT [179]. La señal de disparo se activa cuando el relé de corriente supera un umbral determinado y el relé de tensión del bus DC decae por debajo de un cierto umbral.

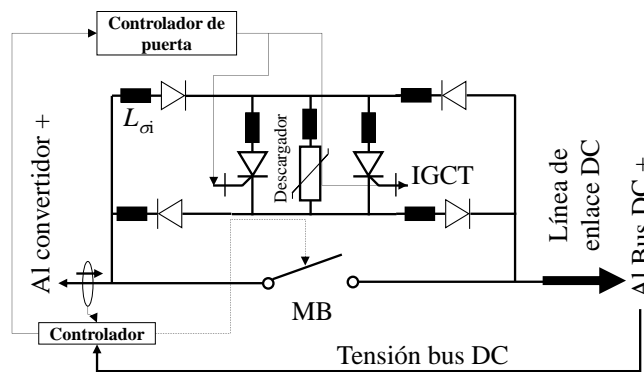


Figura 6.3. Diagrama de la protección P_C : interruptor automático híbrido bidireccional.

CAPÍTULO 7

Análisis de la viabilidad del sistema de protección para el lado DC del nodo DC compacto multiterminal

7.1. Introducción

El capítulo 6 ha presentado el diseño, esto es *hardware* requerido, del sistema de protección de interconexión del nodo DC compacto multiterminal (concretamente para su lado DC). Este capítulo completa esta etapa de diseño mediante la comprobación como objetivo principal de su viabilidad. Esta viabilidad conlleva verificar la capacidad de operación del *hardware* disponible en el mercado y su efectividad.

La capacidad de operación significa que los ajustes del sistema de protección diseñado deben ser compatibles con la modificación que experimente la variable de control bajo diferentes tipos de faltas DC en el nodo DC compacto multiterminal. Por otro lado, la efectividad implica que las faltas sean eliminadas en un tiempo compatible que prevenga el daño o destrucción de los convertidores y sus capacidades del filtro de salida.

En este contexto, la efectividad de un sistema de protección DC para aplicaciones DC solo ha sido evaluada hasta ahora en sistemas DC de AT tales como los barcos eléctricos y micro-redes [65,70]. Salomonsson inició la valoración de esta efectividad [64] mediante un análisis del comportamiento dinámico del sistema de protección. Sin embargo, esta investigación limitaba el sistema de protección del lado DC al uso de fusibles DC rápidos con un convertidor trifásico conectado a una red de distribución AC de BT. Por tanto, el comportamiento dinámico del

sistema de protección para el lado DC de un nodo DC compacto que integre interruptores automáticos de estado sólido, interruptores automáticos híbridos y relés de protección, especialmente durante su operación, no ha sido evaluado en profundidad hasta el momento.

Actualmente, existe *software* fiable para el estudio del comportamiento dinámico de las variables eléctricas en nodos DC multiterminal en condiciones de falta DC. Así, varios entornos de simulación ya fueron empleados en una etapa inicial para realizar la comparativa de resultados de la norma IEC 61660 [72,73] con *ATP* [180] y *EMTP* [181]. También, fueron usados para analizar el comportamiento de los sistemas de protección existentes en sistemas de potencia DC de BT y AT, por ejemplo en estaciones de generación y sistemas de tracción ferroviaria. Matlab/Simulink también es un entorno de simulación que ha sido ampliamente usado en sistemas de potencia.

La evaluación de comportamiento del sistema de protección de interconexión del nodo (concretamente su lado DC) es de gran interés para el nodo analizado en esta Tesis Doctoral puesto que involucra diversos tipos de convertidores AC-DC (monofásicos y trifásicos) y convertidores DC-DC, así como generadores de características diferentes (RD-0,4 kV AC, STF-25 kV AC, STF-3 kV DC, generador FV, banco de baterías, supercondensador y ECVEs bidireccionales). Es importante resaltar que el comportamiento característico de la corriente de falta DC depende de las características de alimentación y de las resistencia/reactancias de acoplamiento implicadas en las diversas interconexiones desde el bus DC.

Los siguientes apartados de este capítulo evalúan la viabilidad del sistema de protección diseñado para el lado DC del nodo en las diferentes interconexiones del mismo. Esta evaluación se realiza en el entorno de simulación Matlab/Simulink, analizando la efectividad del sistema de protección ante diferentes tipos de faltas DC. La atención se centra sobre la falta de cortocircuito en el bus DC (*F1*, Figura 6.1) y la falta a tierra desde el bus DC (*F2*, Figura 6.1). Se han seleccionado estas faltas puesto que originan las condiciones más amenazantes para los convertidores reversibles AC-DC y DC-DC de las diferentes interconexiones.

7.2. Descripción de características del nodo y *hardware* de protección

Los modelos de convertidores y sus estrategias de control (capítulo 2) han sido implementados en el entorno de simulación Matlab/Simulink. Así, la Tabla 7.1 presenta los valores de diseño para los filtros de red y capacidades en los convertidores de las diferentes interconexiones del nodo DC compacto multiterminal (notaciones de acuerdo a Figuras 2.1 y 6.1).

Las faltas DC seleccionadas se han simulado en un punto arbitrario de funcionamiento del nodo DC compacto multiterminal. Particularmente, la Tabla 7.1 presenta el flujo de potencia para cada una de las interconexiones del nodo DC justo en el momento previo a la falta.

Tabla 7.1. Parámetros de líneas y convertidores del nodo DC compacto multiterminal.

| Convertidor | Potencia/Tensión | R_{f-i} o R_{c-i} (mΩ) | L_{f-i} (mH) | C_{c-i} o C_i (mF) | Potencia (kW) |
|---|---|-------------------------------|-------------------|---------------------------|------------------|
| STF-25 kV AC VSC ₁ (AC) | 50 kVA/0,4 kV | 40,00 | 8,0 | | |
| STF-25 kV AC VSC ₁ (DC) | 50 kW/750 V | 0,25 | | 7,0 | 37,91 |
| RD-0,4 kV AC VSC ₂ (AC) | 50 kVA/0,4 kV | 40,00 | 8,00 | | |
| RD-0,4 kV AC VSC ₂ (DC) | 50 kW/750 V | 0,25 | | 7,0 | -21,02 |
| STF-3 kV DC VSC ₃ (AC) | 50 kVA/0,4 kV | 40,00 | 8,00 | | |
| STF-3 kV DC VSC ₃ (DC) | 50 kW/750 V | 0,25 | | 7,0 | -8,30 |
| FV DCC-DC ₁ (DC) | 50 kW/0,4 kV | 2,00 | 0,25 | 1,2 | |
| FV DCC-DC ₁ (DC) | 50 kW/750 V | 0,25 | | 7,0 | 33,30 |
| SC DCC-DC ₂ (DC) | 50 kW/250-507 V | 20,0 | 4,00 | 5,0 | |
| SC DCC-DC ₂ (DC) | 50 kW/750 V | 0,25 | | 2,0 | -6,20 |
| Banco de baterías DCC-DC ₃ (DC) | 50 kW/168-236 V | 0,27 | 11,00 | 15,0 | |
| Banco de baterías DCC-DC ₃ (DC) | 50 kW/750 V | 0,25 | | 2,0 | -2,60 |
| V2G VSC ₄ (AC) | 50 kVA/0,4 kV | 40,00 | 24,00 | | |
| V2G VSC ₄ (DC) | 50 kW/750 V | 0,25 | | 5,0 | -29,73 |
| V2G DCC-DC ₄ (DC) | 50 kW/0,4 kV | 15,0 | 3,00 | 5,0 | |
| V2G DCC-DC ₄ (DC) | 50 kW/750 V | 0,25 | | 5,0 | -3,36 |
| Cable | R_L (mΩ/m) | L_L (μH/m) | | C_L (μF/km) | |
| L_1 to L_6 | 1,16 | 0,33 | | 0,5 | |
| $L'_4, L'_5, L'_6, L_7, L_8$ | 0,154 | 0,27 | | 0,5 | |
| Longitud | $L_1=10$ m, $L_2=5$ m, $L_3=10$ m, $L_4=5$ m, $L'_4=5$ m, $L_5=5$ m, $L'_5=10$ m, $L_6=5$ m, $L'_6=10$ m, $L_7=2$ m, $L_8=2$ m | | | | |

Los sistemas de almacenamiento del nodo DC compacto multiterminal diseñados consisten en un banco de baterías de 55 Ah Li-ion y un supercondensador de 15,95 F. El modelo del supercondensador ha sido implementado en el entorno de simulación mediante una resistencia en serie con un condensador, la cual representa el rendimiento del éste.

El valor de diseño considerado para la determinación del equivalente Thevenin de la RD-0,4 kV AC y el STF-3 kV DC ha sido de 50 kA y 15 kA para el STF-25 kV AC.

En relación con el *hardware* disponible en el mercado para el sistema de protección, un modelo del IGCT comercial ha sido implementado en el entorno de simulación mediante el modelo funcional [182] que utiliza el paquete PSIM que trata este dispositivo como una caja negra. Los valores de la unidad amortiguadora (amortiguador de carga descarga, R_S) de la protección P_{CCF} (Figura 6.2) se han establecido de acuerdo a [101]; y los valores del amortiguador del bus o *Bus Clamp* han sido fijados con la referencia [177]. El modelo interruptor automático híbrido se ha implementado igualmente en Matlab/Simulink. En particular, el proceso de interrupción ha sido modelado incluyendo los modelos de arco del interruptor automático mecánico [178,183]. Así, la velocidad de apertura de los contactos se ha establecido en 8 m/s, el tiempo de detección del circuito lógico del interruptor automático mecánico en 60 μ s y el retraso mecánico de la unidad electromagnética en 180 μ s [178]. El tiempo de conmutación se ha fijado en 70 μ s aproximadamente y el tiempo de conducción para el camino del IGCT en 100 μ s.

El nivel de disparo de la protección P_{CCF} se ha establecido en 10 kA y para la protección P_C se ha fijado en 2 kA y 375 V.

7.3. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace a la RD-0,4 kV AC

Para las simulaciones mostradas en este apartado, y siguientes apartados, en caso de no establecer lo contrario, se considera que el inicio de la falta se refiere al tiempo cero en las gráficas. Así, las Figuras 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4 muestran los resultados de simulación en el caso de una falta de cortocircuito en el bus DC, con y sin protección, para el convertidor AC-DC de la RD-0,4 kV AC.

El control del convertidor monitoriza las corrientes AC y DC, así como la tensión del bus para detectar y localizar las faltas DC. Por tanto, cuando estas variables superan (o no superan) un umbral y permanecen por encima (debajo) de éste un tiempo determinado, el control del convertidor detecta la falta e inhabilita los dispositivos activos de conmutación (IGBTs) aproximadamente en 2 μ s. Sin embargo, la propia configuración del convertidor origina caminos alternativos para la corriente de falta, independientemente del estado de los dispositivos activos de conmutación del convertidor.

Cuando no actúa ninguna protección (debido a su inexistencia), el primer frente de onda de sobreintensidad se produce durante la primera fase (Figuras 7.1, 7.2 y 7.3). Así, el pico de corriente y el tiempo para alcanzarlo ha sido de 344,02 p.u. (22,93 kA) y 0,205 ms, respectivamente. Este elevado valor de corriente circulando a través la capacidad del filtro del convertidor tiene suficiente potencia para destruirla [65,184]. Cuando se incluye la protección P_{CCF} , la descarga muy rápida de la capacidad cruza el umbral límite de 150 p.u. (10 kA) de la protección P_{CCF} en 51 μ s, y esto interrumpe la corriente en aproximadamente en un tiempo inferior a 12 μ s. Por tanto, se alcanza la protección de la capacidad del filtro del convertidor satisfactoriamente. También se muestra en las figuras cómo el transitorio de tensión de la capacidad es controlado a un nivel tolerable por los circuitos amortiguadores. Cabe destacar que la tensión del bus DC decae rápidamente a cero cuando se desconecta la capacidad del bus DC, anticipándose la fase de conducción libre por diodos antiparalelo, y resultando una corriente menor en esta fase.

Cuando no actúa ninguna protección (debido a su inexistencia), los componentes más vulnerables durante la fase de conducción libre por los diodos antiparalelo obviamente son estos diodos. En este caso la amplitud de corriente pico y el intervalo de tiempo necesario para alcanzarlo son de 92,08 p.u. (9,39 kA) en 0,369 ms respectivamente (Figuras 7.1 y 7.2). Este pico de corriente necesariamente daña los diodos puesto que habitualmente soportan una corriente máxima de 5 p.u. en 10 ms. Sin embargo, cuando se incluye la protección P_{CCF} la amplitud pico de corriente se limita a 39,11 p.u. (3,99 kA) y el intervalo de tiempo necesario para alcanzar este pico es de 0,077 ms. Si en este punto se incluye adicionalmente la protección P_C , la corriente de falta en el camino de los diodos antiparalelo alcanza el límite umbral de 19,59 p.u. (2 kA) de la protección P_C en 54 μ s, interrumpiendo la corriente solo en 1,8 ms. La protección P_C adicionalmente bloquea la corriente del lado de red del convertidor la cual, sin ninguna protección, alcanza un valor de 2,19 p.u. (Figura 7.4). Este valor de corriente depende de las reactancias de acoplamiento involucradas (equivalente Thevenin, transformador, filtro de red y la línea de enlace DC).

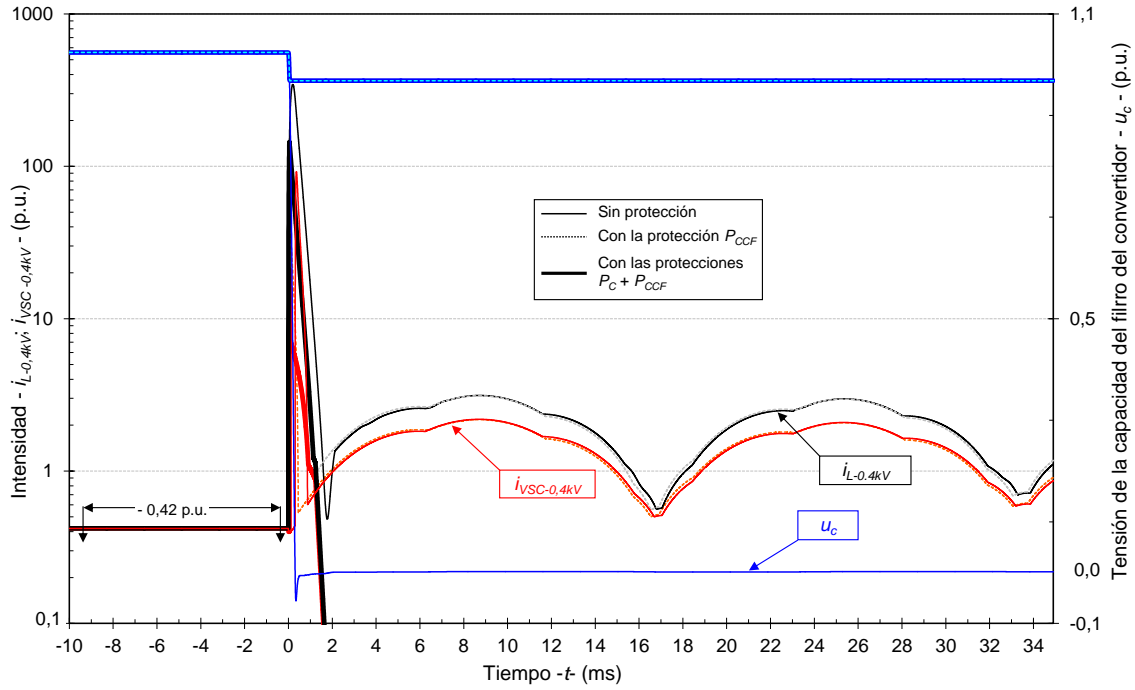


Figura 7.1. Convertidor trifásico AC-DC de la RD-0,4 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea de la RD-0,4 kV ($i_{L-0,4kV}$); corriente de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC ($i_{VSC-0,4kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c).

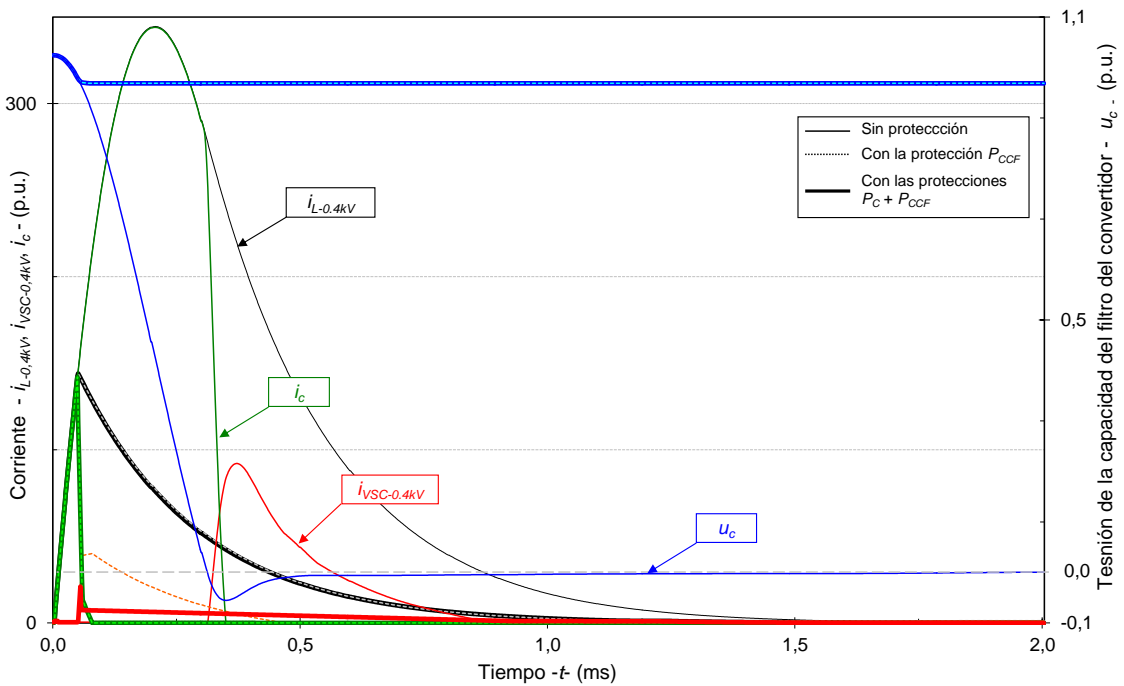


Figura 7.2. Convertidor trifásico AC-DC de la RD-0,4 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea de la RD-0,4 kV AC ($i_{L-0,4kV}$); corriente de salida del convertidor de la RD-0,4 kV AC ($i_{VSC-0,4kV}$); tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c, i_c).

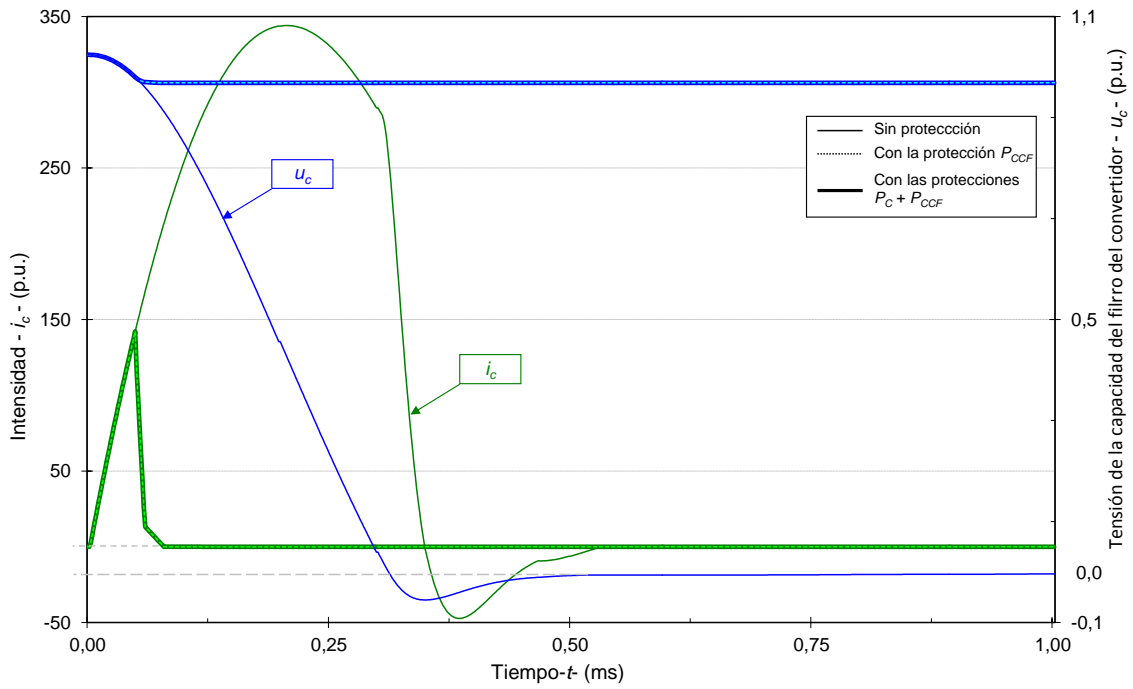


Figura 7.3. Convertidor trifásico AC-DC de la RD-0,4 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c , i_c).

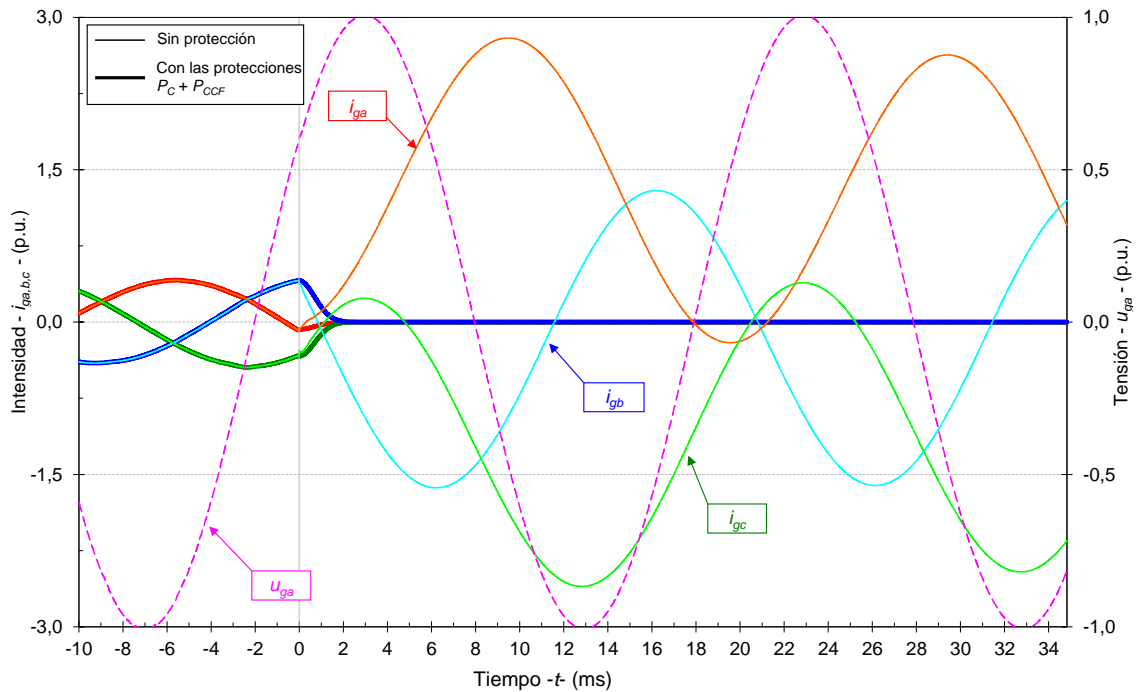


Figura 7.4. Convertidor trifásico AC-DC de la RD-0,4 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente trifásica del lado de red (i_{gabc}); tensión en la fase a del lado de red (u_{ga}).

7.4. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace al STF-25 kV AC

Las Figuras 7.5, 7.6 y 7.7 ilustran los resultados de simulación en el caso de una falta de cortocircuito en el bus DC, con y sin protección, para el convertidor AC-DC del STF-25 kV AC.

Cuando no actúa ninguna protección (debido a su inexistencia), la corriente pico en la primera fase y el intervalo de tiempo para alcanzar este pico son de 251,89 p.u. (14,39 kA) y 0,274 ms respectivamente. Además, el pico de corriente circulante a través los diodos antiparalelo es de 2,58 p.u. (1,81 kA) para 0,542 ms. Sin embargo, cuando se incluye la protección P_{CCF} la descarga de la capacidad del filtro del convertidor se interrumpe en 0,144 ms. Además, el funcionamiento de la protección P_C interrumpe el camino de conducción libre por los diodos antiparalelo en 1,96 ms. Estos diodos quedan así convenientemente protegidos puesto que la corriente alcanza un valor de 2,64 p.u. en 8,12 ms sin ningún tipo protección.

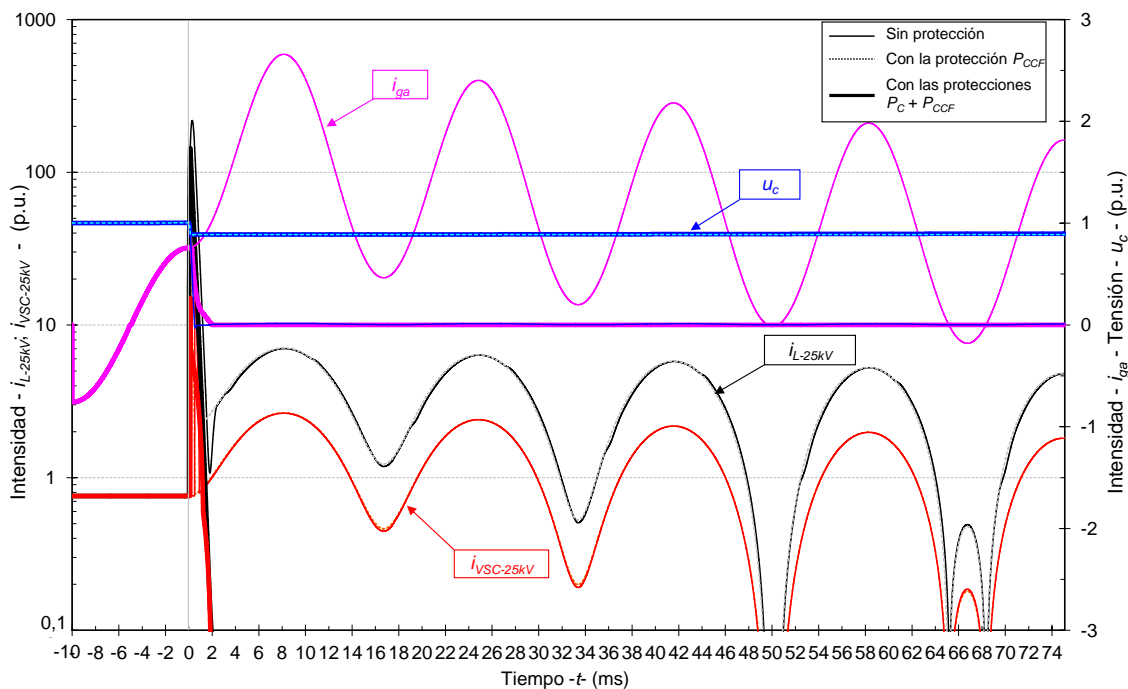


Figura 7.5. Convertidor monofásico AC-DC del STF-25 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea del STF-25 kV AC (i_{L-25kV}); corriente de salida del convertidor del STF-25 kV AC ($i_{VSC-25kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); corriente del lado de red de la fase a (i_{ga}).

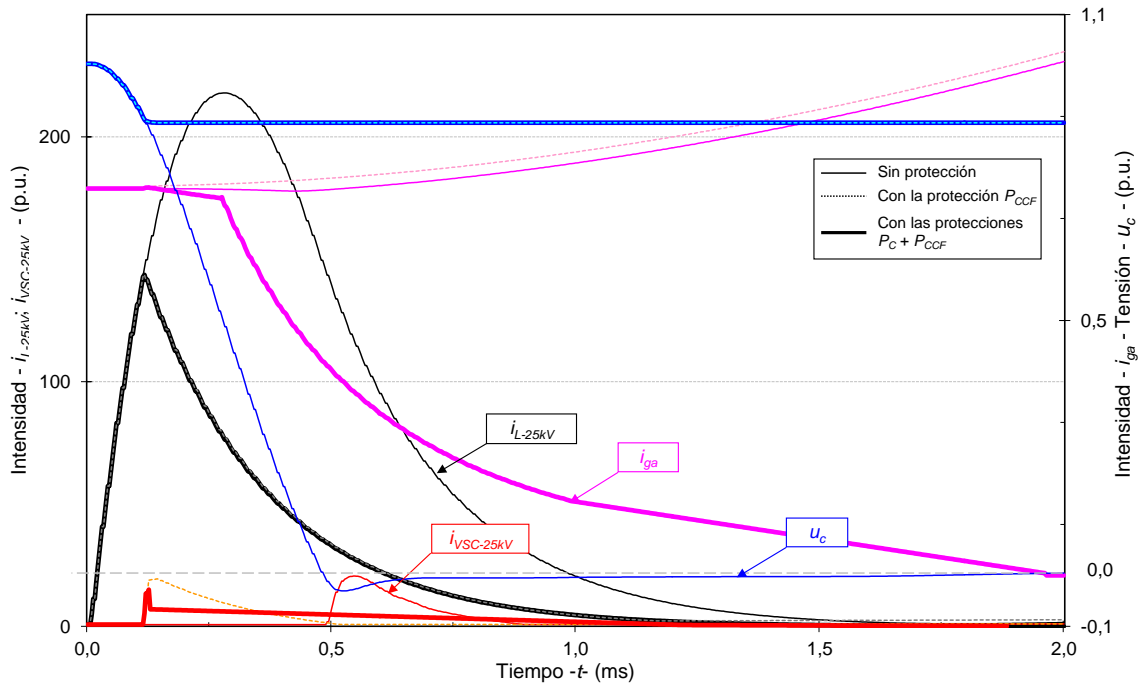


Figura 7.6. Convertidor monofásico AC-DC del STF-25 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea del STF-25 kV AC (i_{L-25kV}); corriente del salida del convertidor del STF-25 kV AC ($i_{VSC-25kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); corriente del lado de red (i_{ga}).

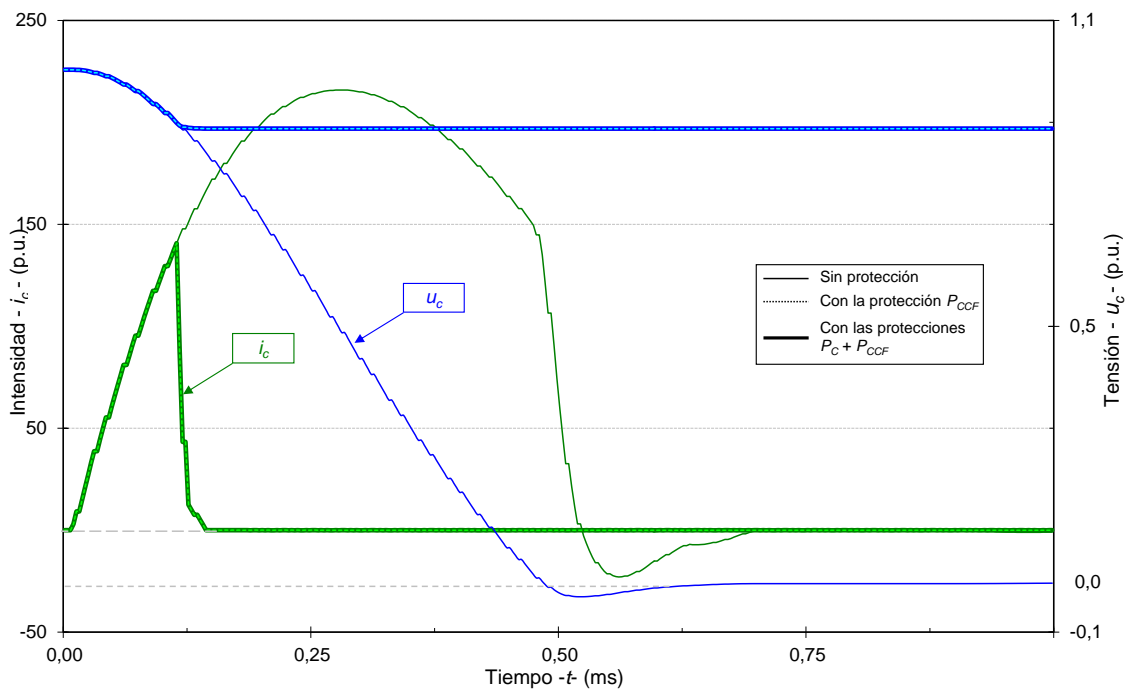


Figura 7.7. Convertidor monofásico AC-DC del STF-25 kV AC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c , i_c).

Los resultados de simulación para una falta a tierra desde el bus DC (cuando $R_f=0$) se muestran en la Figura 7.8. Esta falta no genera corriente de descarga desde la capacidad del filtro del convertidor puesto que no está ligada a tierra. Sin embargo, el pico de corriente que circula a través de los diodos antiparalelo es de 2,68 p.u. (0,473 kA) para 8,03 ms. Por tanto, se debería establecer un límite umbral de 1,6 p.u. (0,14 kA) en la protección P_C para proteger adicionalmente este tipo de falta. Esto significa que el camino de conducción libre por los diodos antiparalelo queda interrumpido en 4,70 ms.

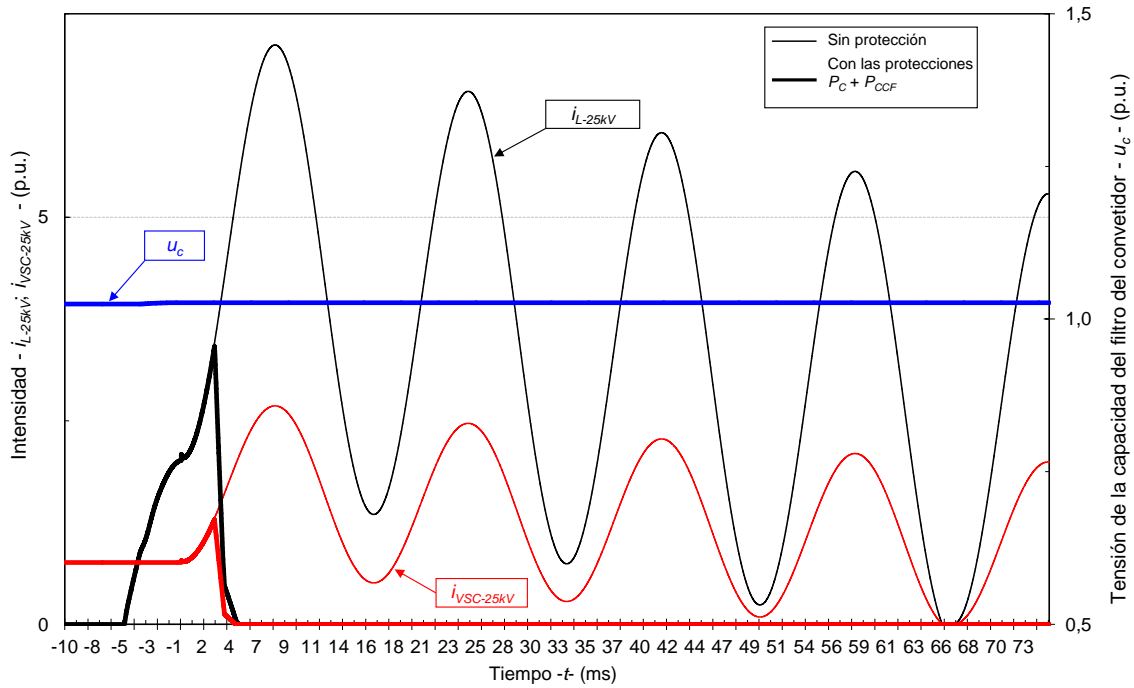


Figura 7.8. Convertidor monofásico AC-DC del STF-25 kV AC con una falta a tierra desde el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea al STF-25 kV AC (i_{L-25kV}); corriente de salida del convertidor del STF-25 kV AC ($i_{VSC-25kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c).

7.5. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace al STF-3 kV DC

Las Figuras 7.9, 7.10 y 7.11 muestran los resultados de simulación en caso de falta de cortocircuito en el bus DC, con y sin protección P_C , para los convertidores del STF-3 kV DC.

Cuando no actúa ninguna protección (debido a su inexistencia), el pico de corriente en la primera fase y el intervalo de tiempo para alcanzar dicho pico es de 226,52 p.u. (15,09 kA) y 0,274 ms, respectivamente. Sin embargo, cuando se incluye la protección P_{CCF} , la descarga de la capacidad del filtro del convertidor se interrumpe en 0,137 ms. En esta interconexión no se requiere una protección P_C puesto que la propia configuración de los convertidores evita la inyección de corriente del lado de red de 3 kV DC.

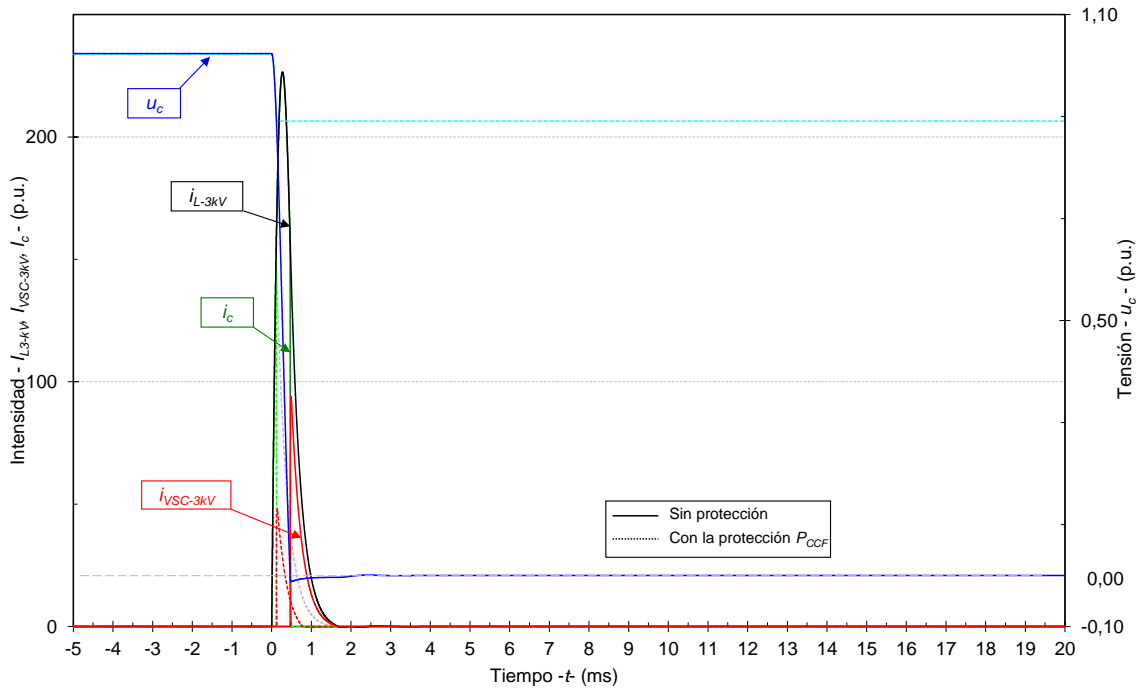


Figura 7.9. Convertidores trifásicos del STF-3 kV DC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección P_C : corriente por la inductancia de la línea al STF-3 kV DC (i_{L-3kV}); corriente de salida del convertidor del STF-3 kV DC ($i_{VSC-3kV}$); tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c , i_c).

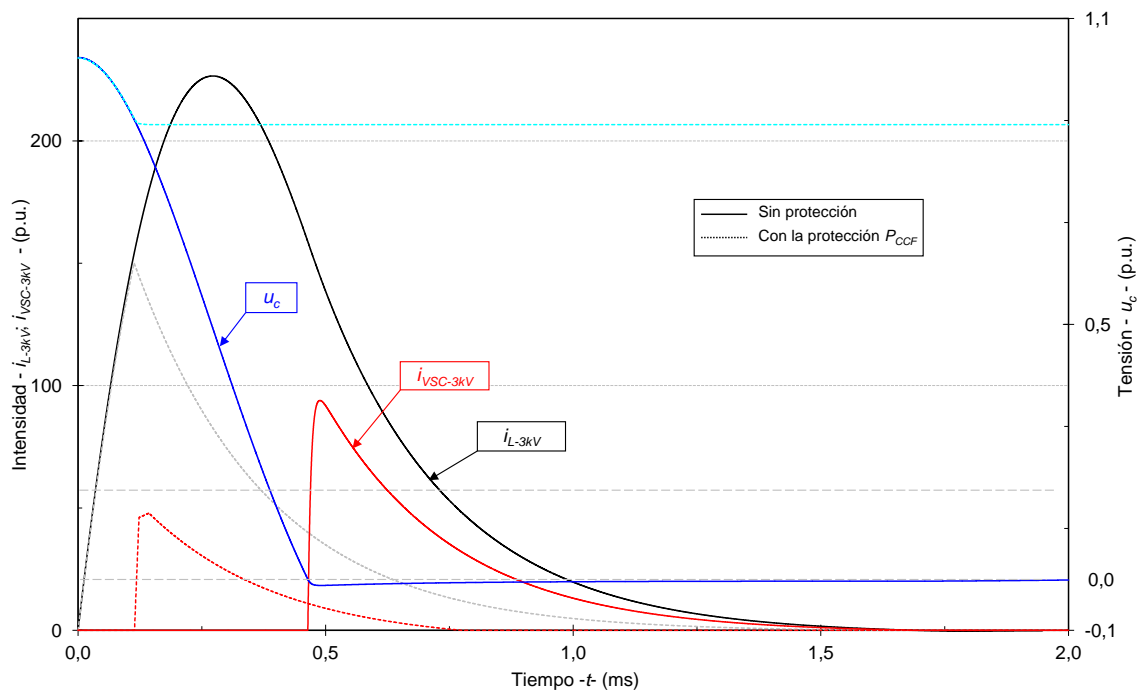


Figura 7.10. Convertidores trifásicos del STF-3 kV DC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección P_C : corriente por la inductancia de la línea al STF-3 kV DC (i_{L-3kV}); corriente de salida del convertidor del STF-3 kV DC ($i_{VSC-3kV}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c).

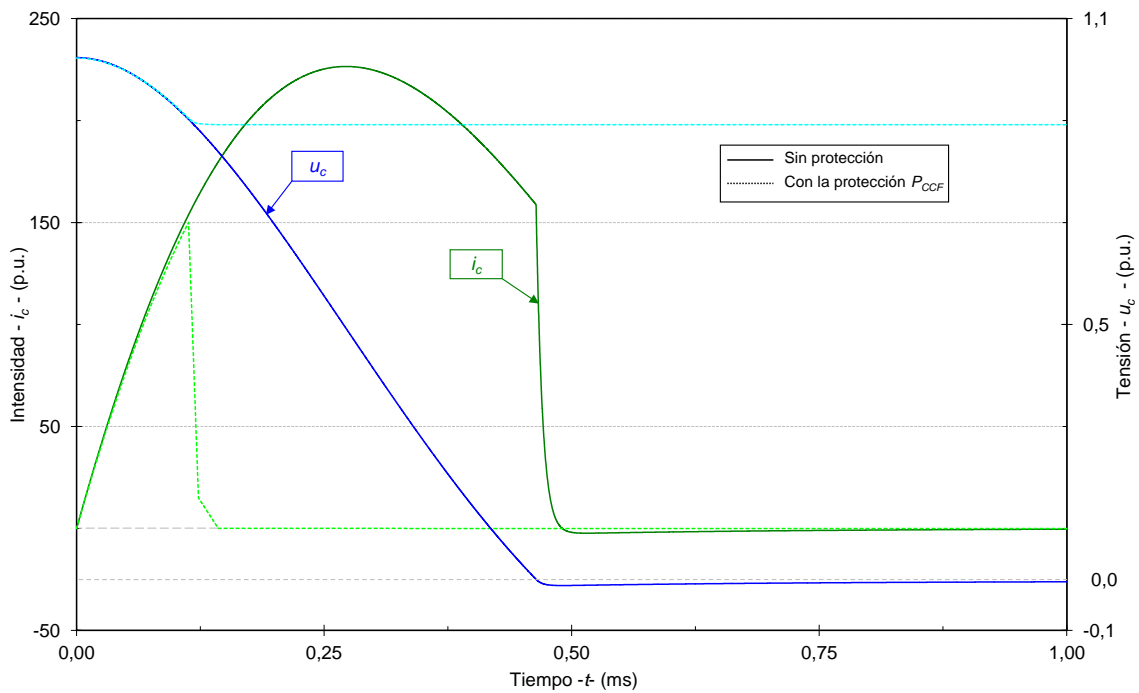


Figura 7.11. Convertidores trifásicos del STF-3 kV DC con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección P_C : tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c , i_c).

7.6. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace al banco de baterías

Las Figuras 7.12, 7.13 y 7.14 muestran los resultados de simulación en el caso de una falta de cortocircuito en el bus DC, con y sin protección, para el convertidor DC-DC del banco de baterías.

Cuando no actúa ninguna protección (debido a su inexistencia), la amplitud de pico y el intervalo de tiempo en alcanzar este pico en la primera fase es de 218,74 p.u. (14,57 kA) y 0,118 ms respectivamente. Además, el pico de corriente que circula a través de los diodos antiparalelo es de 67,13 p.u. (4,46 kA) en 0,176 ms. Sin embargo, cuando se incluye la protección P_{CCF} la descarga de la capacidad del filtro del convertidor se interrumpe en 0,071 ms. Además, el camino de corriente a través de los diodos antiparalelo se interrumpe en 1,91 ms. Por tanto, estos diodos y el banco de baterías se protegen adecuadamente antes de que sean dañados puesto que la corriente del banco de baterías alcanza un valor de 10,97 p.u. (985,75 ms) sin protección. La tensión del banco de baterías solo experimenta una caída del 0,37% debido a la actuación de la protección P_C .

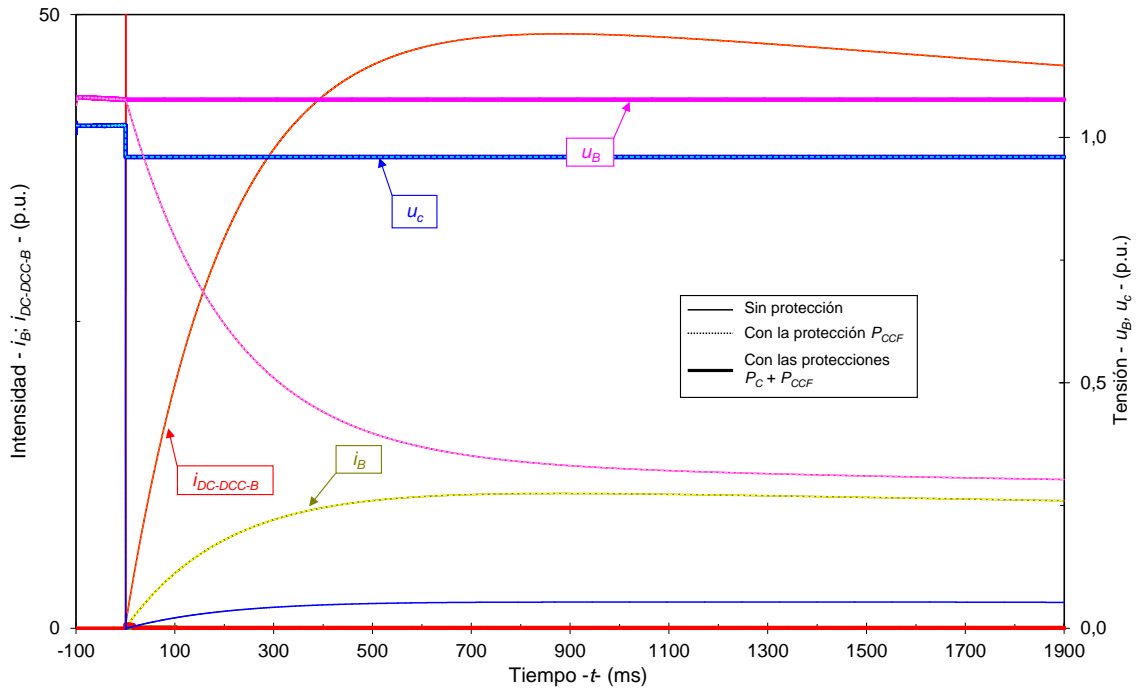


Figura 7.12. Convertidor DC-DC del banco de baterías con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente de salida del convertidor del banco de baterías ($i_{DC-DCC-B}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); tensión y corriente del banco de baterías (u_B, i_B).

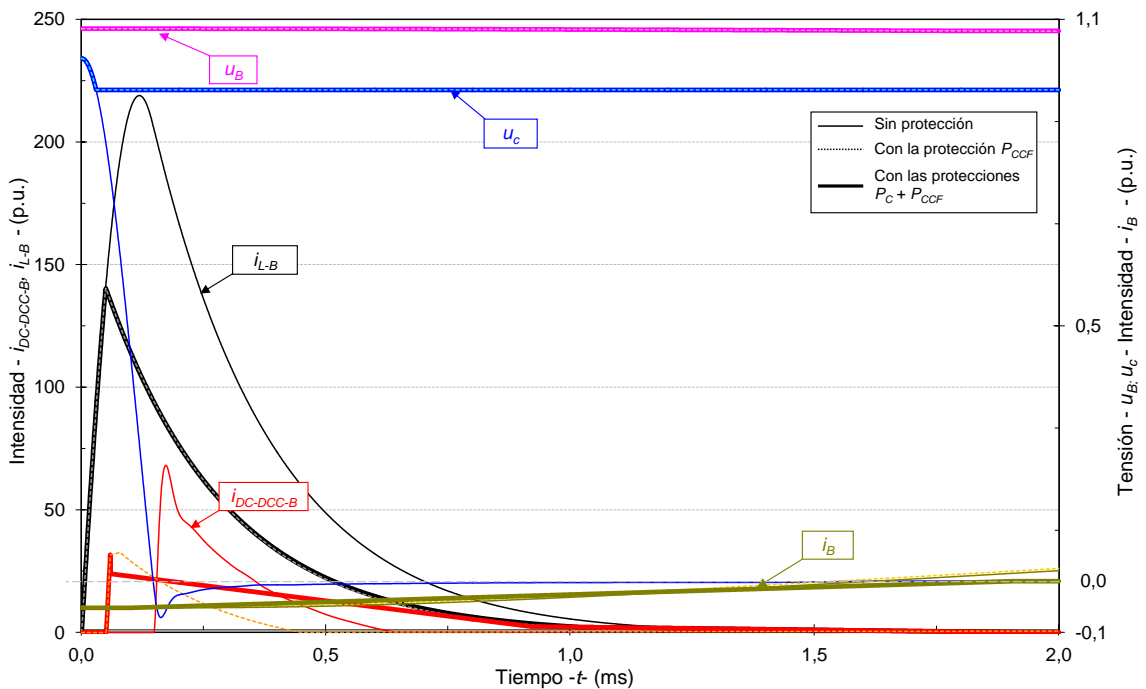


Figura 7.13. Convertidor DC-DC del banco de baterías con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea del banco de baterías (i_{L-B}); corriente de salida del convertidor del banco de baterías ($i_{DC-DCC-B}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); tensión y corriente del banco de baterías (u_B, i_B).

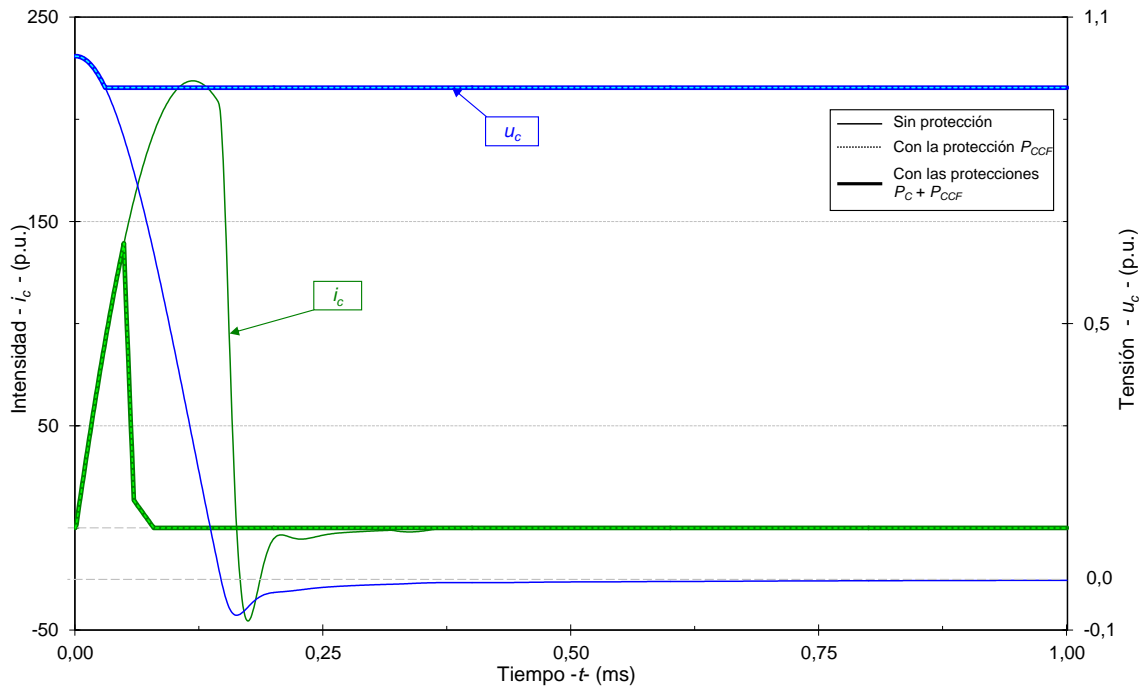


Figura 7.14. Convertidor DC-DC del banco de baterías con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: tensión y corriente de la capacidad del filtro del convertidor (u_c , i_c).

7.7. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC del enlace al supercondensador

Las Figuras 7.15, 7.16 y 7.17 muestran los resultados de simulación en el caso de falta de cortocircuito en el bus DC, con y sin protección, para el convertidor del supercondensador.

Cuando se aplica la protección P_{CCF} a la capacidad del filtro del convertidor se interrumpe la descarga por ésta en 0,074 ms, quedando de esta forma convenientemente protegida. Además, gracias a la protección P_C el camino de corriente por diodos antiparalelo se interrumpe en 1,68 ms. De esta forma, tanto los diodos antiparalelo como el supercondensador no son dañados. La tensión del supercondensador solo experimenta una caída del 4,2 % debido a la redistribución de energía inductiva almacenada y creada durante la condición de falta, justo antes de la actuación de la protección P_C .

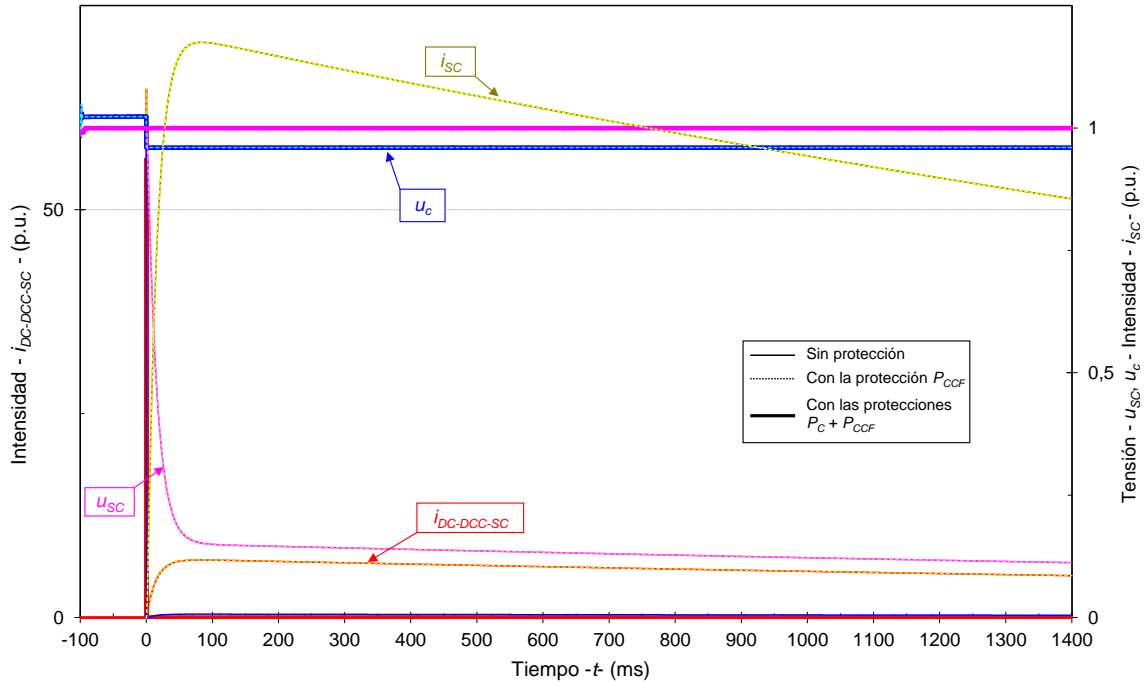


Figura 7.15. Convertidor DC-DC del supercondensador con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente de salida del convertidor del supercondensador ($i_{DC-DCC-SC}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); tensión y corriente del supercondensador (u_{SC} , i_{SC}).

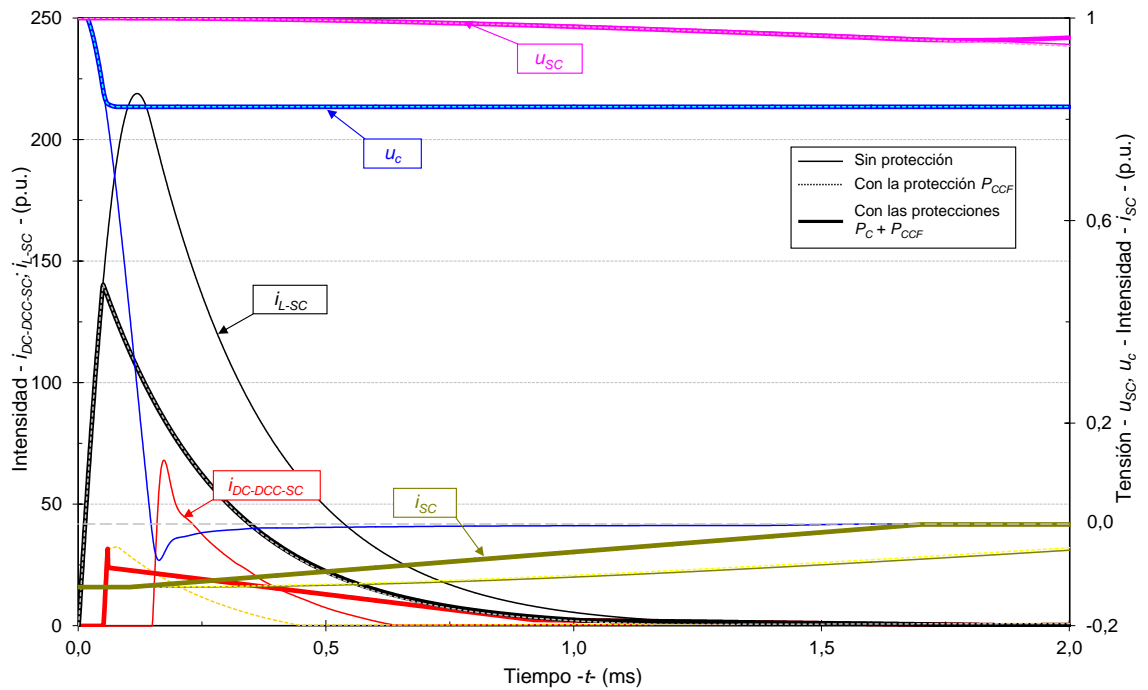


Figura 7.16. Convertidor DC-DC del supercondensador con una falta de cortocircuito en el bus DC con y sin protección: corriente por la inductancia de línea del supercondensador (i_{L-SC}); corriente de salida del convertidor del supercondensador ($i_{DC-DCC-SC}$); tensión de la capacidad del filtro del convertidor (u_c); tensión y corriente del supercondensador (u_{SC} , i_{SC}).

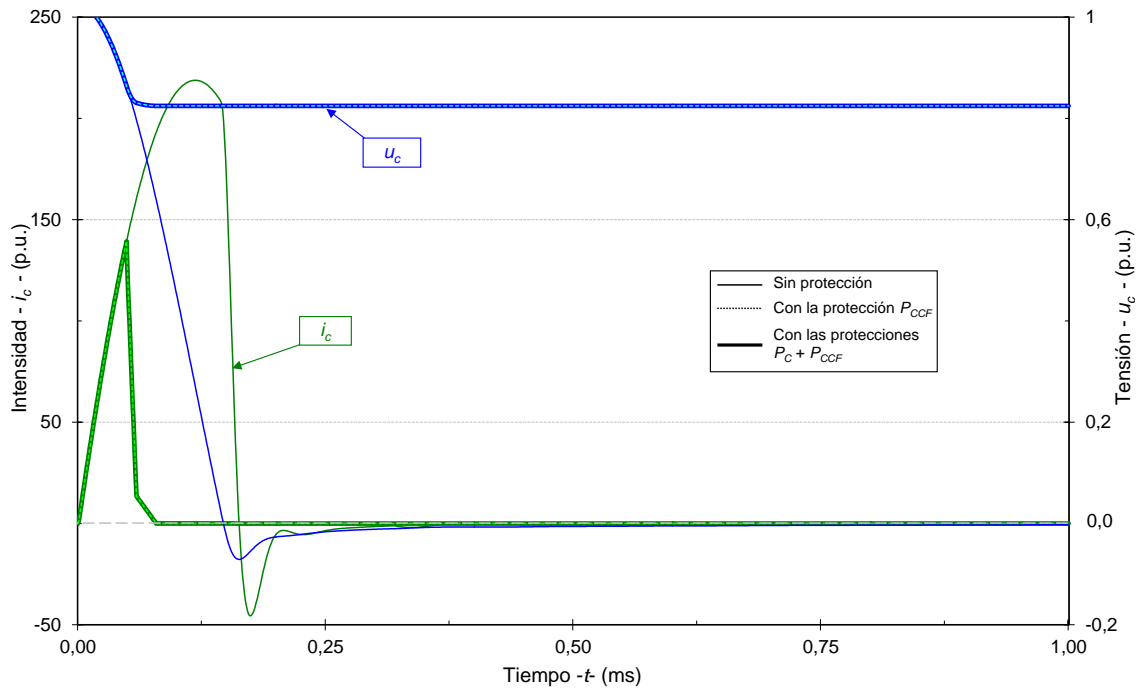


Figura 7.17. Convertidor DC-DC del SC con una falta por cortocircuito con y sin protección: tensión y corriente del condensador del filtro del condensador (u_c , i_c).

7.8. Viabilidad del sistema de protección para el lado DC de la totalidad de los enlaces con el bus DC

La Figura 7.18 muestra los resultados de simulación en el caso de una falta de cortocircuito DC en la entrada del convertidor DC-DCC₄ (F3, Figura 6.1), con y sin protección, para la mayoría de convertidores enlazados al bus DC.

Cuando no actúa ninguna protección (debido a su inexistencia), durante la primera fase, la elevada corriente de descarga a través de las respectivas capacidades de los filtros de los convertidores es suficiente para la destrucción de cada una de ellas. Sin embargo, cuando se incluye la protección P_{CCF} en todos los enlaces, las respectivas descargas a través de dichas capacidades (i_{ci}) se interrumpiere convenientemente. Además, cuando en la totalidad de enlaces se activa su protección P_C , los caminos de corriente por los diodos antiparalelo y las corrientes procedentes de los respectivos convertidores (i_{vsci} y $i_{DC-DCCi}$) se bloquean apropiadamente.

La actuación de las diversas protecciones, en tiempos diferentes, puede iniciar un transitorio de tensión oscilatoria en el bus DC. Sin embargo, como se muestra en la Figura 7.18, este transitorio de tensión del bus DC mantiene su valor reducido gracias al corto tiempo necesario de eliminación de la falta.

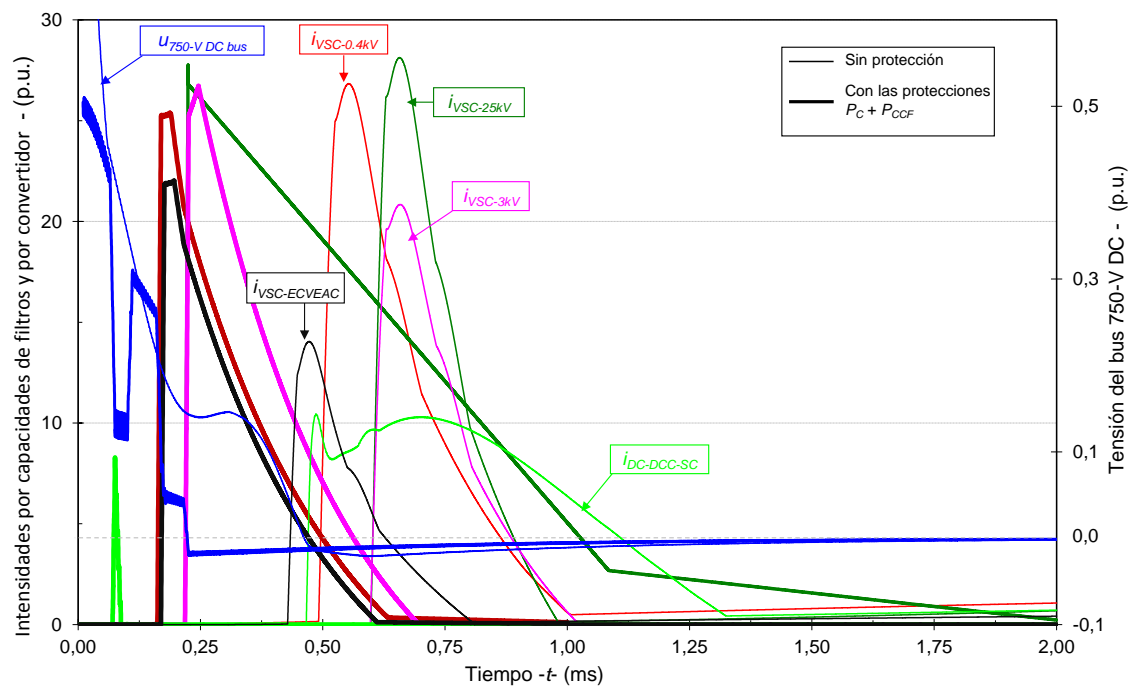
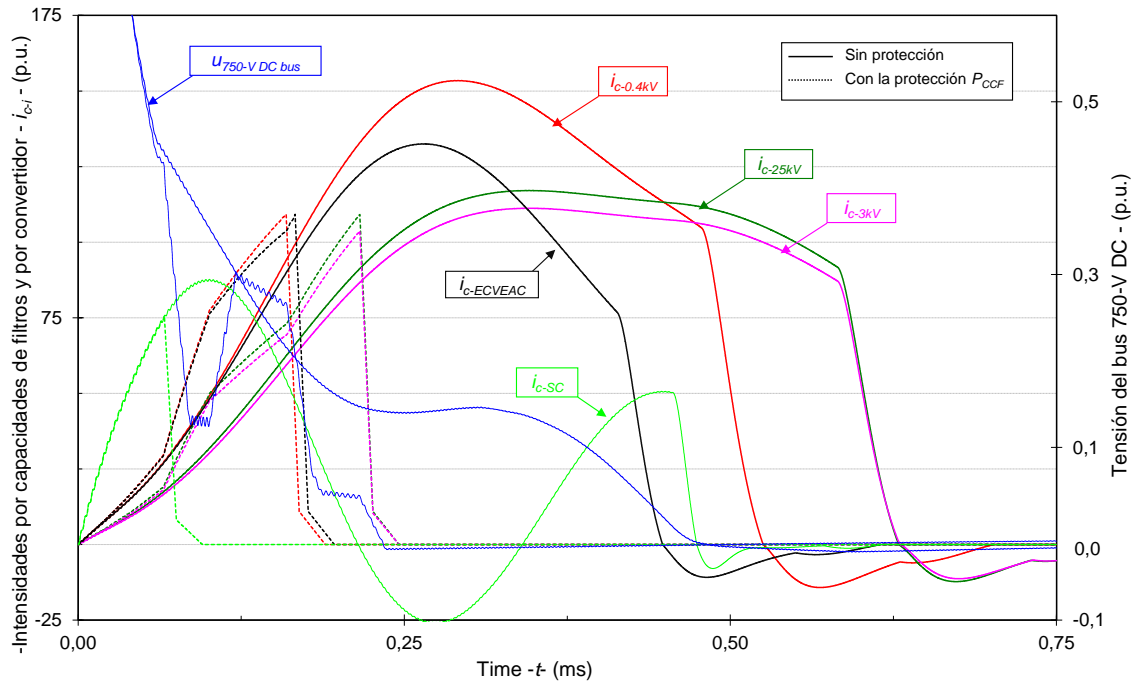


Figura 7.18. Intensidades por las capacidades de los filtros de convertidores y de salida de los convertidores en caso de una falta de cortocircuito DC en la entrada del convertidor DC-DCC₄ (con y sin protección).

CAPÍTULO 8

Conclusiones y futuras líneas de investigación

8.1. Conclusiones y aportaciones de la Tesis Doctoral

En esta Tesis Doctoral se ha presentado un marco regulatorio unificado de requerimientos de protección eléctrica y configuración de sistemas de puesta a tierra aplicable a los sistemas de interconexión de red de un nodo DC compacto multiterminal que pretende ser una referencia para alimentar ECVEs bidireccionales en un futuro.

Estos requerimientos derivan de una revisión crítica que ha modificado, armonizado o adaptado aquellos requerimientos existentes en diferentes fuentes normativas (reglamentos, prácticas de operación de compañías y ORDs, normas nacionales/internacionales, etc.) al comportamiento específico de las ECVEs bidireccionales.

La creación de este marco regulatorio unificado global proporciona, a los ingenieros e ingenieras que trabajan con la interconexión de ECVEs, una información valiosa para cualquier interconexión de ECVEs a todas las redes/sistemas que se proponen en esta Tesis Doctoral.

Es interesante resaltar que en España, así como en otros países analizados, los requerimientos de protección eléctrica para la interconexión de red de ECVEs bidireccionales en redes de distribución de BT se pueden definir fácilmente en base a las normas disponibles para GD/RD.

En el contexto de sistemas de tracción ferroviaria, sin embargo, sorprendentemente existe una clara necesidad de dar un paso hacia delante puesto que se ha detectado una carencia de normas o proyectos de ECVEs.

En cualquiera de los contextos analizados, el desarrollo de la conexión a red de ECVEs bidireccionales está en una etapa inicial regulatoria. Así, se están estableciendo algunos requerimientos de protección de interconexión para ECVEs unidireccionales en redes de distribución de BT y sistemas de tracción ferroviaria. Sin embargo, estos requerimientos no son aplicables a ECVEs bidireccionales.

En relación con la interconexión de redes de distribución de BT y sistemas de tracción ferroviaria se hace urgente un avance significativo. Así, hasta ahora, tanto los sistemas de tracción ferroviaria como las redes de distribución de BT se han considerado como sistemas aislados con cargas pasivas. Incipientemente, la conexión de sistemas de GD en redes de distribución de BT está modificando este planteamiento. Sin embargo, en el caso de sistemas de tracción ferroviaria nunca se ha considerado un sistema de GD externa y, como mucho se ha considerado la potencia controlada procedente del frenado regenerativo. Por tanto, particularmente la interconexión del nodo DC compacto multiterminal propuesto a ambas redes cambia significativamente las prácticas de protección de los OSTFs. Esto revela una clara necesidad de un conjunto unificado de requerimientos de protección eléctrica para ambas interconexiones.

En relación al segundo bloque de esta Tesis Doctoral, es decir, el diseño del sistema de protección de interconexión particularizado para el lado DC del nodo, la caracterización específica del comportamiento teórico de las variables eléctricas del nodo DC compacto multiterminal objeto de estudio, en caso de falta interna, revela la necesidad de requisitos avanzados para los dispositivos de protección.

En primer lugar, se ha puesto de manifiesto, en relación con la magnitud de sobreintensidad, que el transitorio más significativo en el nodo DC compacto multiterminal analizado en caso de falta internas en dicho nodo se produce en su respuesta natural primaria (hasta aproximadamente 20-1000 μ s). Esto es debido a la rápida descarga de la capacidad del filtro del convertidor a través del bus DC. Por tanto, como requerimiento del sistema de protección de interconexión (su lado DC) se debe establecer un tiempo de actuación ultrarrápido (50-100 μ s).

En segundo lugar, la baja resistencia que presentan los convertidores AC-DC y DC-DC bidireccionales frente a la corriente de falta, muy sensibles a sobreintensidades al usar módulos de IGBTs, hace necesario como requerimiento del sistema de protección de interconexión (su lado DC) un tiempo de actuación muy rápido, del orden de 2-4 ms para la protección adecuada del convertidor.

Debido a las limitaciones que presentan los fusibles y los interruptores automáticos

electromecánicos, en relación con sus tiempos de actuación, se ha diseñado para la protección de la capacidad del filtro del convertidor un prototipo de protección constituido por un interruptor automático de estado sólido bidireccional, basado en IGCTs, con circuitos amortiguadores, relé y equipamiento de medida.

Las ventajas e inconvenientes asociadas a la protección basada en interruptores automáticos de estado sólido han hecho necesario en esta Tesis Doctoral el diseño de un nuevo dispositivo combinado para la protección específica del convertidor. Así, el dispositivo diseñado finalmente resulta de una combinación de un interruptor mecánico y un interruptor semiconductor de apagado activo. Este diseño ha posibilitado una interrupción de la falta DC en un tiempo aproximado de un milisegundo basándose en el hueco de contacto requerido para un sistema de BT.

Finalmente, se ha comprobado la viabilidad del sistema de protección diseñado para el lado DC del nodo en las diferentes interconexiones del mismo. Esta evaluación se ha realizado en el entorno de simulación Matlab/Simulink, analizando la efectividad del sistema de protección ante diferentes tipos de faltas DC.

8.2. Futuras líneas de investigación

El aumento de ECVEs, tanto en número como en nivel de penetración dentro de los sistemas eléctricos (redes de distribución o sistemas de tracción ferroviaria), hace necesario replantear la inclusión de este tipo de generación/carga dentro del diseño de futuras redes y/o sistemas, de modo que se tenga en cuenta sus singularidades. Por tanto, partiendo de las premisas anteriores y de los resultados obtenidos en esta Tesis Doctoral, se sugieren los siguientes trabajos como futuras líneas de investigación.

- Determinación del grado de cumplimiento del marco regulatorio unificado a nivel internacional para la interconexión de sistemas que interactúan en el nodo DC compacto multiterminal. Puesto que el cumplimiento de las normas a nivel internacional es muy diferente, sería muy interesante conocer el grado de cumplimiento alcanzado frente a una propuesta de marco regulatorio unificado, teniendo en cuenta naturalmente las peculiaridades en cada tipo de interconexión.
- Análisis de posibles impactos externos negativos que originen un mal funcionamiento del sistema de protección de interconexión específicamente definido en esta Tesis Doctoral, p. ej. inhabilitación, disparos intempestivo... Estos impactos pueden estar causados por: 1) una potencial baja calidad de onda (p. ej. armónicos, corrientes desequilibradas,...), asociada a los convertidores reversibles bajo ciertas condiciones de funcionamiento; 2) otros fenómenos (p. ej. condiciones de resonancia...)
- Integración de otras fuentes de energía renovable (p. ej. eólica, minihidráulica, micro-

turbinas, etc.) que puedan aportar la energía renovable requerida para entornos donde la integración de potencia FV no sea viable o exista abundante recurso de la fuente renovable alternativa.

- Integración en el nodo DC compacto multiterminal del consumo local de servicio ferroviario (p. ej. iluminación, informática, climatización, etc.). De esta forma se utiliza la energía del bus DC en aras de alcanzar el auto abastecimiento del recinto ferroviario.
- Extender el estudio de definición del marco unificado de requerimientos de protección de interconexión a interconexiones de mayor potencia (> 50 kW). El diseño del sistema de protección resultante está obviamente fuertemente condicionado por la potencia de interconexión; su aumento condiciona el resultado final y, por tanto, se requiere un rediseño.

Currículum Vítae

Francisco José Sánchez Sutil nació en Jaén el 16 de diciembre de 1969, decantándose desde muy joven por la formación técnica en la especialidad eléctrica, de la que siempre ha tenido vocación. Así, inicia su formación técnica estudiando formación profesional en el Instituto Politécnico de las Fuentezuelas en Jaén, a la edad de 13 años en el 1984, obteniendo el título de Técnico Auxiliar en Electricidad en 1986. Posteriormente continúa su formación en dicho centro obteniendo en 1989 el título de Técnico Especialista en Centrales y Líneas Eléctricas.

Terminados los estudios de formación profesional continua su formación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén en la titulación de Ingeniería Técnica Industrial desde septiembre de 1989 hasta 1994.

Desde octubre de 1999 desarrolla su actividad docente en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad de Jaén en el Departamento de Ingeniería Eléctrica (Área de Ingeniería Eléctrica). Ha sido docente de diversas asignaturas en varios planes de estudios: Transporte y Distribución de Energía Eléctrica, Teoría de Circuitos, Electrometría, Máquinas Eléctricas II, Máquinas Especiales, Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, Accionamientos Eléctricos y Electrónica de Potencia y Control y Regulación de Motores Eléctricos.

En el curso 2001-02 comienza los estudios de segundo ciclo de Ingeniería en Organización Industrial, que tras una pausa, termina en diciembre de 2007. Seguidamente se matricula de los estudios de tercer ciclo, en el programa de doctorado «Electricidad Fotovoltaica y Control» (bienio 2007-2009), en el Departamento de Ingeniería Electrónica, Telecomunicación y Automática. Esta etapa concluye con la obtención de la suficiencia investigadora que le permite obtener el Diploma de Estudios Avanzados en 2011.

Publicaciones generadas por esta Tesis Doctoral

ARTÍCULOS JCR

- F. S. Sutil, J. C. Hernández, Tobajas C. “Overview of electrical protection requirements for integration of a smart DC node with bidirectional electric vehicle charging stations into existing AC and DC railway grids” *Electric Power Systems Research* Vol: 122 Pag: 104-118 May 2015. DOI: 10.1016/j.epsr.2015.01.003
- J. C. Hernández, F. S. Sutil, P. G. Vidal “Protection of a multi-terminal dc compact node feeding electric vehicles on electric railway systems, secondary distribution networks, and PV systems” *Turkish Journal Of Electrical Engineering & Computer Sciences*. DOI: 10.3906/elk-1406-14

CONFERENCIAS INTERNACIONALES

- F. S. Sutil, J. C. Hernández, P. G. Vidal “Smart DC Node to Recharge Electric Vehicles from PV Power, Electric Railway Systems and Secondary Distribution Network: Assessment of Fault Currents” *The 12th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), Copenhagen (Demark)*. DOI: 10.1049/cp.2014.0135
- J. C. Hernández, F. S. Sutil, P. G. Vidal “Electrical Protection in a Smart DC Node that Feeds Electric Vehicles Charging Stations” *The 12th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), Copenhagen (Demark)*. DOI: 10.1049/cp.2014.0136

Bibliografía

Las referencias bibliográficas que se han utilizado para la realización de esta Tesis Doctoral se han ordenado según el orden de aparición en el documento.

- [1] O. Van Vliet, A.S. Brouwer, T. Kuramochi, M. Van den Broek, A. Faaij, Energy use, cost and CO₂ emissions of electric cars, *J. Power Sources* 196 (2011) 2298–2310.
- [2] P. Tulpule, V. Marano, S. Yurkovich, G. Rizzoni, Economic and environmental impacts of a PV powered workplace parking garage charging station, *Appl. Energy* 108 (2013) 323–332.
- [3] B. Tarroja, J.D. Eichman, L. Zhang, T.M. Brown, S. Samuelsen, The effectiveness of plug-in hybrid electric vehicles and renewable power in support of holistic environmental goals: Part 1- Evaluation of aggregate energy and greenhouse gas performance, *J. Power Sources* 257 (2014) 461–470.
- [4] Van Mierlo, G. Maggetto, P. Lataire, Which energy source for road transport in the future? A comparison of battery, hybrid and fuel cell vehicles, *Energy Convers. Manage.* 47 (2006) 2748–2760.
- [5] M. Moradijoz, M. Parsa, M.R. Haghifam, E. Alishahi, A multiobjective optimization problem for allocating parking lots in a distribution network, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 46 (2013) 115–122.
- [6] C.H. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, T.K. Saha, Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 57 (2014) 241–249.

- [7] A.M.A. Haidar, K.M. Muttaqi, D. Sutanto, Technical challenges for electric power industries due to grid-integrated electric vehicles in LV distributions: a review, *Energy Convers. Manage.* 86 (2014) 689–700.
- [8] A. Perujo, B. Ciuffo, The introduction of EV in the private fleet: potential impact on the electric supply system and on the environment. A case study for the Province of Milan, Italy, *Energy Policy* 38 (2010) 4549–4561.
- [9] M. Etezadi-Amoli, K. Choma, J. Stefani, Rapid-charge electric-vehicle stations, *IEEE Trans. Power Deliv.* 25 (3) (2010) 1883–1887.
- [10] L. Carradore, R. Turri, Electric vehicles participation in distribution network voltage regulation, in: *Proc. 45th Int. Universities Power Engineering Con* (9) (2010) 1–6.
- [11] E. Sortomme, M.M. Hindi, S.D. James MacPherson, S.S. Venkata, Coordinated charging of plug-in hybrid electric vehicles to minimize distribution system losses, *IEEE Trans. Smart Grid* 2 (1) 2011 198–205.
- [12] Mullan, D. Harries, T. Bräunl, S. Whitely, Modelling the impacts of electric vehicle recharging on the Western Australian electricity supply system, *Energy Policy* 39 (2011) 4349–4359.
- [13] W. Claire, Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States, *Energy Policy* 39 (2011) 3766–3778.
- [14] R.C. Green, L. Wang, M. Alam, The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook, *Renew. Sust. Energy Rev.* 15 (1) 2011 544–553.
- [15] C. Farkas, G. Szucs, L. Prikler, Grid impacts of twin EV fast charging stations placed alongside a motorway, in: *Proc. 4th Int. Youth Conf. Energy (IYCE)*, (6) (2013). 1–6.
- [16] M.C. Falvo, R. Lamedica, R. Bartoni, G. Maranzano, Energy management in metro-transit systems: an innovative proposal toward an integrated and sustainable urban mobility system including plug-in electric vehicles, *Electr. Power Syst. Res.* 81 (12) (2011) 2127–2138.
- [17] A. Motraghi, Rail research projects: case studies, *Res. Transp. Econ.* 41 (1) (2013) 76–83.
- [18] E. Kuznetsova, Y.F. Li, C. Ruiz, E. Zio, An integrated framework of agent-based modelling and robust optimization for microgrid energy management, *Appl. Energy* 129 (2014) 70–88.
- [19] K.W. Steininger, G. Bachner, Extending car-sharing to serve commuters: an implementation in Austria, *Ecol. Econ.* 101 (2014) 64–66.
- [20] D.G. Matthias, M. Zima, G. Andersson. On integration of plug-in hybrid electric vehicles into existing power system structures, *Energy Policy* 38 (2010) 6736–6745.
- [21] J. García-Villalobos, I. Zamora, J.I. San Martín, F.J. Asensio, V. Aperribay, Plug-in vehicles in distribution networks: a review of smart charging approaches, *Renew. Sust. Energy Rev.* 38 (2014)

-
- 717–731.
- [22] L. Zhang, F. Jabbari, T. Brown, S. Samuelson, Coordinating plug-in electric vehicle charging with electric grid: valley filling and target load following, *J. Power Sources* 267 (2014) 584–597.
- [23] W. Kempton, J. Tomic, Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy, *J. Power Sources* 144 (2005) 280–294.
- [24] M. Yilmaz, P.T. Krein, Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles, *IEEE Trans. Power Electron.* 28 (5) (2012) 2151–2169.
- [25] E. Vinot, R. Trigui, Optimal energy management of HEVs with hybrid storage system, *Energy Convers. Manage.* 76 (2013) 437–452.
- [26] M. Tina, C. Ventura, Simulation tool for energy management of photovoltaic systems in electric vehicles, *Energy Convers. Manage.* 78 (2014) 851–861.
- [27] A. González-Gil, R. Palacin, P. Batty, Sustainable urban rail systems: strategies and technologies for optimal management of regenerative braking energy, *Energy Convers. Manage.* 75 (2013) 374–388.
- [28] H. Beltran, E. Bilbao, F. Belenguer, I. Etxeberria-Otadui, P. Rodriguez, Evaluation of storage energy requirements for constant production in PV power plants, *IEEE Trans. Ind. Electron.* 60 (3) (2013) 1225–1234.
- [29] FerroSmartGrid project, <http://www.indracompany.com/en/sostenibilidad-e-innovacion/proyectos-innovacion/ferrosmartgrid-desarrollo-de-la-primer-red-intelig>, accessed September 2014.
- [30] R. Noroozian, M. Abedi, G.B. Gharehpetian, S.H. Hosseini, Distributed resource and DC distribution system combination for high power quality, *Int. J. Electric. Power Energy Syst.* 32 (7) (2010) 769–781.
- [31] T.F. Wu, C.H. Chang, L.C. Lin, G.R. Yu, Y.R. Chang, DC-bus voltage control with a three-phase bidirectional inverter for dc distribution systems, *IEEE Trans. Power Electron.* 28 (4) 2013 1890–1899.
- [32] IEEE Std. 1547.2, Application guide for IEEE 1547 standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, 2008.
- [33] M. Ahmed, M. Osama, Real-time energy management scheme for hybrid renewable energy systems in smart grid applications, *Electr. Power Syst. Res.* 96 (2013) 133–43.
- [34] K. Kurohane, A. Uehara, T. Senjyu, et al., Control strategy for a distributed DC power system with renewable energy, *Renew. Energy* 36 (2011) 42–49.
- [35] EN Std. 50438, Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-
-

- voltage distribution Networks, 2007.
- [36] Iberdrola company Draft MT 3.53.01, Technical conditions of the installation of self-producers plants, 2004 (in Spanish).
- [37] Enel corporation DK 5940, Criterion of connection for production installations of Enel LV distribution network, 2007 (in Italian).
- [38] Enel corporation DK 5750, Criterion of connection of production installations of Enel MV distribution network, 2005 (in Italian).
- [39] Endesa distribution company draft, Technical guidelines regarding the conditions for connection to the Endesa Distribution network for power plants in special regime, 2010 (in Spanish).
- [40] Endesa distribution company draft NGL00100, Guidelines on the conditions for the connection to the Endesa LV distribution network of PV resources of power lower than 100 kVA, 2009 (in Spanish).
- [41] K. Malmedal, P.K. Sen, Comparison of some randomly selected utilities interconnection requirements and the compliance with the IEEE Std. 1547 - Interconnection guidelines, in: Proc. 2008 IEEE Rural Electr. Power Conf., North Charleston, 2008 C3–C3-8.
- [42] UK ER G59/2-1, Recommendations for the connection of embedded generating plant to the regional electricity companies distribution systems, 2011.
- [43] S. Eftekharijad, V. Vittal, G.T. Heydt, B. Keel, J. Loehr, Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems, IEEE Trans. Power Syst. 28 (2) (2013) 893–901.
- [44] Bundesverband der Energieund Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, 2008.
- [45] Order 5/9/1985, Administrative technical rules for the operation and interconnection to the grid of hydroelectric power plants up to 5 MVA and self-producer plants, 1985 (in Spanish).
- [46] IEEE Std. 929, Recommended practice for utility interface of photovoltaic systems, 2000.
- [47] DIN VDE Std. 0126-1-1, Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid, 2006 (in German).
- [48] UK ER G83/1, Recommendations for the connection of small-scale embedded generators (up to 16 A per Phase) in parallel with public low-voltage distribution Networks, 2003.
- [49] IEEE Std. 1547, Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, 2003.
- [50] Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de

- energía eléctrica, 2000.
- [51] IEEE Std. P1547.6/Draft 8.0, Draft recommended practice for interconnecting distributed resources with electric power systems - distribution secondary networks, 2011.
- [52] ITC-BT52, Installations for special purposes: arrangement to charge electric vehicles, 2013 (in Spanish).
- [53] UK ER G75/1, Recommendations for the connection of embedded generating plant to public distribution systems above 20 kV or with outputs over 5 MW, 2002.
- [54] IEC Std. 61727, Photovoltaic systems - characteristics of the utility interface, 2004.
- [55] IEC Std. 62116, Test Procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters, 2008.
- [56] Royal Decree 1663/2000, Connection of photovoltaic installations to the LV network, 2000 (in Spanish).
- [57] ET Std. 03.359.109.0, Sistema de control automatizado mediante PLC. Salida de feeder, 1997 (in Spanish).
- [58] BDWE Generating plants connected generating plants connected to the low-voltage network, 2005 (in German).
- [59] Draft ET Std. NT-JAPR-CEP, Electric power converter for electric vehicle charging stations from 3-kV DC overhead contact line, 2012 (in Spanish).
- [60] H. Hayashiya, T. Furukawa, H. Itagaki, et al., Potentials, peculiarities and prospects of solar power generation on the railway premises, in: Proc. Int. Conf. Renew. Energy Res. App. (11) (2012) 1–6.
- [61] N. Eghtedarpour, E. Farjah, Control strategy for distributed integration of photovoltaic and energy storage systems in DC micro-grids, *Renew. Energy* 45 (2012) 96-110.
- [62] J.C. Hernandez, A. Medina, F. Jurado, Impact comparison of PV system integration into rural and urban feeders, *Energ. Convers. Manage.* 49 (6) (2008) 1747–1765.
- [63] Draft NNSS-20 of Endesa distribution company, supply to charge electric vehicles, 2013 (in Spanish).
- [64] D. Salomonsson, L. Soder, A. Sannino, Protection of low-voltage DC microgrids, *IEEE Trans. Power Deliv.*, 24 (3) (2009) 1045–1053.
- [65] M.E. Baran, N.R. Mahajan, Overcurrent protection on voltage source converter-based multiterminal DC distribution systems, *IEEE Trans. Power Deliv.* 22 (2007) 406–412.
- [66] J.C. Hernandez, J. De La Cruz, P.G. Vidal, B. Ogayar, Conflicts in the distribution network

- protection in the presence of large PV plants: the case Endesa, *Int. Trans. Electr. Energy Syst.* 23 (5) (2013) 669–688.
- [67] X. Xiong, C.K. Tse, X. Ruan, Bifurcation analysis of standalone photovoltaic-battery hybrid power system, *IEEE Trans. Circuits Syst.* 60 (5) (2013) 1354–1360.
- [68] R.M. Tumilty, M. Brucoli, G.M. Burt, T.C. Green, Approaches to network protection for inverter dominated electrical distribution systems, in: *Proc. 3rd IET Int. Conf. Power Electron. Mach. Drives*, (3) (2006) 622–626.
- [69] ANSI-IEEE Std. C37.14, Standard for low-voltage dc power circuit breakers used in enclosures, 2002.
- [70] L. Tang, B.T. Ooi, Locating and isolating DC faults in multi-terminal DC systems. *IEEE Trans. Power Deliv.* 22 (3) (2007) 1877–1884.
- [71] S.D.A. Fletcher, P.J. Norman, S.J. Galloway, G.M. Burt, Determination of protection system requirements for dc unmanned aerial vehicle electrical power networks for enhanced capability and survivability, *IET Electr. Syst. Transp.* 1 (4) (2011) 137–147.
- [72] IEC Std. 61660-1, Short-circuit currents in DC auxiliary installations in power plants and substations - calculation of short-circuit currents, 1997.
- [73] EC/TR Standard 61660-3, Short-circuit currents in DC auxiliary installations in power plants and substations, Part 3: Examples of calculations, 2000.
- [74] J. Yang, J. Fletcher, J. O’Reilly, Multiterminal DC wind farm collection grid internal fault analysis and protection design, *IEEE Trans. Power Deliv.* 25 (2010) 2308–2318.
- [75] P. Nuutinen, P. Peltoniemi, P. Silventoinen, Short-circuit protection in a converter fed LV distribution network, *IEEE Trans. Power Electron.* 38 (2013) 1587–1597.
- [76] S.D.A. Fletcher, P.J. Norman, S.J. Galloway, P. Crolla, G.M. Burt. Optimizing the roles of unit and non-unit protection methods within DC microgrids, *IEEE Trans. Smart Grid* 3 (4) (2012) 2079–2087.
- [77] J.D. Park, J. Candelaria, Fault detection and isolation in low-voltage DC-bus microgrid system, *IEEE Trans. Power Deliv.* 28 (2) (2013) 779–787.
- [78] IEC Std. 363, Short-circuit current evaluation with special regard to rated short-circuit capacity of circuit breakers in installation in ships, 1972.
- [79] D.P. Birnie III, Solar-to-vehicle (S2V) systems for powering commuters of the future, *J. Power Sources* 186 (2009) 539–542.
- [80] J. Van Roy, N. Leemput, F., Geth, R. Salenbien, J. Büscher, J. Driesen, Apartment building electricity system impact of operational electric vehicle charging strategies, *IEEE Trans. Sust.*

-
- Energy, (1) (2014).
- [81] H.M. Neumann, D. Schär, F. Baumgartner, The potential of photovoltaic carports to cover the energy demand of road passenger transport, *Progress in photovoltaics: research and applications* 20 (6) (2012) 639–649.
- [82] A. Mohamed, V. Salehi, T. Ma O.A. Mohamed, Real-Time energy management algorithm for plug-in hybrid electric vehicle charging parks involving sustainable energy, *IEEE Trans. Sust. Energy* (3) 2014.
- [83] G. Gamboa, Ch. Hamilton, R. Kerley, S. Elmes, A. Arias, J. Shen, I. Batarseh, Control strategy of a multi-port, grid connected, direct-DC PV charging station for plug-in electric vehicles, in: *Proc. Energy Conv. Cong. (ECCE)* (2010) 1173–1177.
- [84] G. Byeon, T. Yoon, S. Oh, G. Jannh, Energy management strategy of the DC distribution system in buildings using the EV service model, *IEEE Trans. Power Electron.* (4) (2013) 1544-1554.
- [85] P. Goli, W. Shireen, PV integrated smart charging of PHEVs based on DC link voltage sensing, *IEEE Trans. Smart Grid* (5) (2014) 1421-1428.
- [86] F. Guo, E. Inoa, W. Choi, Study on global optimization and control strategy development for a PHEV charging facility, *IEEE Trans. Vehi. Tech.* 7 (2012) 2431-2441.
- [87] F. Huang, P. Sarikprueck, Y. Cheng, W.J. Lee, Design optimization of PHEV charging station, *IEEE Ind. & Commercial Power Syst. Tech. Conf.* 12 (2012) 1-7.
- [88] N. Liu, Z. Chen, J. Liu, X. Xiai, J. Zhang, Multi-objective optimization for component capacity of the photovoltaic-based battery switch stations: towards benefits of economy and environment, *Energy* (64) (2014) 779–792.
- [89] M. Benaouadj, A. Aboubou, M. Becherif, M.Y. Ayad, M. Bahri, Recharging of batteries/supercapacitors hybrid source for electric vehicles application using photovoltaic energy in a stand-alone point, in: *Proc. First Int. Conf. on Renew. Energies & Vehi. Tech. (REVET)* (2012) 161–166.
- [90] S. Amjad, S. Neelakrishnan, R. Rudramoorthy, Review of design considerations and technological challenges for successful development and deployment of plug-in hybrid electric vehicles, *Renew. Sust. Energy Rev.*, 14 (2010) 2874–2884.
- [91] Y.W. Li, C.N. Kao, An accurate power control strategy for power electronics-interfaced distributed generation units operating in a low voltage multibus microgrid, *IEEE Trans. Power Electron.*, 24 (2009) 2977–2988.
- [92] K. Sun, L. Zhang, Y. Xing, and J. M. Guerrero, A distributed control strategy based on DC bus signaling for modular photovoltaic generation systems with battery energy storage, *IEEE Trans. Power Electron.* 26 (2011) 3032–3045.
-

- [93] R.S. Balog, P.T. Krein, Bus selection in multibus DC microgrids, *IEEE Trans. Power Electron.*, (26) (2011) 860–867.
- [94] P. Kundur and N. J. Balu, *Power system stability and control*, McGraw-Hill, New York, 1998.
- [95] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, M. Castilla, Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids a general approach toward standardization, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 58 (2011) 158–172.
- [96] P. Karlsson, J. Svensson, DC bus voltage control for a distributed power system, *IEEE Trans. Power Electron.* 18 (2008) 1405–1412
- [97] M.K. Kazimierczuk, *Pulse-width modulated DC–DC power converters*, John Wiley & Sons, Chichester, 2008.
- [98] D.D. Marquezini, D.B. Ramos, R.Q. Machado, F.A. Farret, Interaction between proton exchange membrane fuel cells and power converters for AC integration. *IET Renew. Power Gen.*, 2 (2008) 151–161.
- [99] V. Salas, E. Olías, Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters below 10 kW, *Renew. Sust. Energy Rev.* 13 (2009) 1541–1550.
- [100] T. Neumann, I. Erlich, Modelling and control of photovoltaic inverter systems with respect to German grid code requirements, in: *Proc. IEEE PES General Meet.* (7) (2012) 1–8.
- [101] N. Mohan, T. Undeland, W. Robbins, *Power electronics: converter, applications, and design*, second ed., Wiley, New York, 1995.
- [102] M. Liserre, A. Dell’Aquila, F. Blaabjerg, An overview of three-phase voltage source active rectifiers interfacing the utility, in: *Proc. IEEE Power Tech. Conf.* (6) (2003).
- [103] IEC Std. 62128-1, *Railway applications – Fixed installations – Electrical safety, earthing and the return circuit – Protective provisions against electric shock*, 2013.
- [104] IEC Std. 62128-2, *Railway applications – Fixed installations – Electrical safety, earthing and the return circuit – Provisions against the effects of stray currents caused by DC traction systems*, 2013.
- [105] B. Johnson, R. Lasseter, F. Alvarado, R. Adapa, Expandable multiterminal DC systems based on voltage droop, *IEEE Trans. Power Del.* 8 (1993) 1926–1932.
- [106] G. Plett, Extended Kalman filtering for battery management systems of LIPB-based HEV battery packs–Part 3: State and parameter estimation, *J. Power sources* 134 (2004) 277–292.
- [107] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, A. Timbus, Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 53 (2006) 1398–1409.

-
- [108] J. Zhenhua Jiang, G. Lijun, R.A. Dougal, Adaptive control strategy for active power sharing in hybrid fuel cell/battery power sources. *IEEE Trans. Energy Conv.* 22 (2) (2007) 507–515.
- [109] SimPowerSystems Reference, Hydro-Québec and the MathWorks, Inc, Natick, MA, 2012.
- [110] P. García, J.P. Torreglosa, L.M. Fernández, F. Jurado, Control strategies for high-power electric vehicles powered by hydrogen fuel cell, battery and supercapacitor, *Expert Syst. App.* 40 (2013) 4791–4804.
- [111] W. Xiao, P. R. Palmer, and A. Capel, Regulation of photovoltaic voltage, *IEEE Trans. Ind. Electron.* 54 (7) (2007) 1365–1374.
- [112] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodriguez, Grid converters for photovoltaic and wind power systems, Wiley, Hoboken, 2011.
- [113] E. Twining, D. Holmes, Grid current regulation of a three-phase voltage source inverter with an LCL input filter, *IEEE Trans. Power Electron.* 18 (2003) 888–895.
- [114] R. Santos Filho, P. Seixas, P. Cortizo, A. Souza, Comparison of three single-phase PLL algorithms for UPS applications, *IEEE Trans. Ind. Electron.* 55 (8) (2008) 2923–2932.
- [115] S. Zhang, L.L. Fang, A novel control strategy for load converter of renewable energy under unbalanced loading, in: *Proc. 7th IEEE Conf. Ind. Electron. App. (ICIE)*, (2012) 1506–1511.
- [116] IEC Std. 61851-1, -22, -23, Electric vehicle conductive charging system, 2014.
- [117] J.C. Hernández, M.J. Ortega, J. de la Cruz, D. Vera, Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV-distributed generation, *Electr. Power Sys. Res.* 81 (2011) 1247–1257.
- [118] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. 2007.
- [119] Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por el que se aprueba el procedimiento del medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, 2002.
- [120] R. C. Dugan, F. F. Mcgranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty *Electrical power systems quality*, third ed., McGraw-Hill, 2012.
- [121] M. H. Bollen, *Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions*, Wiley, 1999.
- [122] IEEE Std. 519, IEEE Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems, 1992.
- [123] IEEE Std. 141, (Red Book) IEEE Recommended practice for electric power distribution for industrial plants, 1993.
-

- [124] Centro de formación Schneider. Protecciones eléctricas en MT. Publicación técnica, Schneider, 2003.
- [125] P. Montané, Protecciones eléctricas en las instalaciones eléctricas, Marcombo, Barcelona, 1999.
- [126] Reglas técnicas básicas para la interconexión de plantas en régimen especial, Endesa distribución eléctrica 2010.
- [127] EN Std. 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, 2000.
- [128] Guía técnica para la interconexión de generación distribuida en B.T., Endesa distribución eléctrica, España 2009.
- [129] VDE-AR Std. 4105/Draft, Application rule on production installations at the LV network, technical requests for connection and parallel performance of production installations at the LV network, 2011 (in German).
- [130] UL Std. 1741, Inverters, converters, controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources, 2005.
- [131] Guía Técnica para plantas eólicas y fotovoltaicas conectadas directamente a la Red de Transporte. Requerimientos mínimos de diseño, equipos, ajustes de operación y seguridad, Red Eléctrica de España, 2009.
- [132] Real Decreto 1565/2010 del 19 de noviembre sobre modificaciones de ciertos aspectos de la producción de energía en Régimen Especial, 2010.
- [133] Arrêté, Dated December 23th 2010, Technical prescriptions for conception and performance of the connection to a public electricity distribution network of an electric energy production installation, 2010.
- [134] Guidelines on Renewables-based generating plants connected to the high and extra-high voltage network, VDE, 2004.
- [135] IEEE Std. 1547-5, Draft guidelines for interconnection of electric power sources greater than 10 MVA to the power transmission Grid, 2011.
- [136] NERC Std. PRC-024-1, Draft on generator performance during frequency and voltage excursions, 2007.
- [137] Enel corporation DK 5400, Criterion of connection of customer to HV distribution network, 2004.
- [138] IEC Std. 11-32, Systems of conversion connected to public network of III category, 2008.
- [139] Great Britain national grid code (Issue 4 Revision 5), National grid electricity transmission plc, 2011.

-
- [140] ISO draft final straw proposal, Interim interconnection requirements for large generator facilities review initiative, 2010.
- [141] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac. *Embedded generation*, first ed., Cambridge, Milton Keynes, 2000.
- [142] Endesa distribution company basic Std., Regarding technical conditions of connection for power plants in special regime, 2000 (in Spanish).
- [143] ET-JAPR-SRVE, Electric vehicle charging station from 25-kV AC overhead contact line, 2011 (in Spanish).
- [144] IEC Std. 60850, Railway applications – Supply voltages of traction systems, 2007.
- [145] S. Conti, Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation, *Electr. Power Syst. Res.* 79 (1) (2009) 49–56.
- [146] EN Std. 15734-1, Railway applications – Braking systems of high speed trains – Requirements, 2010.
- [147] P.T. Carroll, Distribution line protection practices industry survey results, in: *IEEE Power Syst. Reliability Committee Report*, (2002) 514– 524.
- [148] IEC Std. 62313, Railway applications – Power supply and rolling stock – Technical criteria for the coordination between power supply (substation) and rolling stock, 2009.
- [149] IEC Std. 62505-3-1, Railway applications – Fixed installations – Particular requirements for AC switchgear – Measurement, control and protection devices for use in AC traction systems – Application Guide, 2009.
- [150] IEC Std. 61992-7-1, Railway applications – Fixed installations – DC switchgear – Measurement, control and protection devices for specific use in DC traction systems – Application guide, 2006.
- [151] F. Kiessling, R. Pushmann, A. Schmieder, E. Schneider, *Contact lines for electric railways*, second ed., Siemens, Aktiengesellschaft, 2012.
- [152] R.D. White, AC/DC railway electrification and protection, IET professional development course on electric traction systems (2008) 258–305.
- [153] Y. Oura, Y. Mochinaga, H. Nagasawa, et al., Railway electric power feeding systems, *Jpn. Railw. Transp. Rev.* 16 (1998) 48–58.
- [154] H. Biesenack, G. George G. Hofmann, *Energieversorgung Elektrischer Bahnen*, Teubner, 2006.
- [155] W. Braun, Innovative control and protective device for use in ac traction power supplies, *Elektrische Bahnen*, 105 (6) (2007) 440–447.
-

- [156] ET Std. 03.359.109.0, Sistema de control automatizado mediante PLC. Salida de feeder, 1997 (in Spanish).
- [157] IEC Std. 60364-1, Low-voltage electrical installations – Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions, 2005.
- [158] IEC Std. 62128-3, Railway applications – Fixed installations – Electrical safety, earthing and the return circuit – Mutual interaction of AC and DC traction systems, 2013.
- [159] J.C. Hernandez, P.G. Vidal, Guidelines for protection against electric shock in PV generators, *IEEE Trans. Energy Convers.* 24 (1) (2009) 274–282.
- [160] KEMA, Distributed generation in Europe – Physical infrastructure and distributed generation connection, publisher, 2011.
- [161] J. Morton, Circuit breaker and protection requirements for DC switchgear used in rapid transit systems. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 21 (5) (1985) 1268–1273.
- [162] IEEE Standard 946. Recommended practice for the design of DC auxiliary power systems for generating stations, 2004.
- [163] E. Cinieri, A. Fumi, V. Salvatori, C. Spalvieri, A new high-speed relay protection of the 3-kV DC electric railway lines, *IEEE Trans. Power Deliv.* 22 (2007) 2262–2270.
- [164] S. Foster, L. Xu, B. Fox, Control of an LCC HVDC system for connecting large offshore wind farms with special consideration of grid fault, in: *Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.* (2008) 1–8.
- [165] Distance protection, in network protection and automation guide ALSTOM, 11 [Online], www.alstom.com/grid, accessed September 2014.
- [166] R.M. Cuzner, G. Venkataramanan, The status of DC micro-grid protection, in: *Proc. IEEE 2008 Ind. App. Society Annual Meet.* (10) (2008) 1–8.
- [167] Finnish Std. SFS6000 Series. Low voltage electrical installations and safety at electrical work, National low voltage standard, 2012.
- [168] M.J. Barnes, E. Blackmore, G.D. Wait, J. Lemire-Elmore, B. Rablah, G. Leyh, M.N. Nguyen, C. Pappas Analysis of high-power IGBT short circuit failures, *IEEE Trans. Plasma Sci.* 33 (4) (2005) 1252–1261.
- [169] H. Y. Long, N. Luther-King, M.R. Sweet, E.M.S. Narayanan, Numerical evaluation of the short-circuit performance of 3,3-kV CIGBT in field-stop technology, *IEEE Trans. Power Electron.* 27 (5) (2012) 2673–2679.
- [170] IEEE Standard 1375. Guide for the protection of stationary battery systems, 1998.

-
- [171] P.M. Anderson, Power system protection, IEEE Press, New York, 1999.
- [172] National grid electricity transmission PLC, the grid code, no. 4, revision 1, May 16, 2010 [Online],<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/gridcode/>, accessed October 2015.
- [173] K.I. Jennett, C.D. Booth, L. Martin, Analysis of the sympathetic tripping problem for networks with high penetrations of distributed generation, in: Proc. Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot. (9) (2011).
- [174] G. Byeon, H. Lee, T. Yoon, G. Jang, W. Chae, J. Kim, A research on the characteristics of fault current of DC distribution system and AC distribution system, in: Proc. 8th IEEE Int. Conf. Power Electron. and ECCE Asia (ICPE & ECCE), (5-6) (2011) 543–550.
- [175] S.D.A. Fletcher, P.J. Norman, K. Fong, S.J. Galloway, G.M. Burt. High speed differential protection for smart DC distribution systems, IEEE Trans. Smart Grid 5 (5) (2014) 2610 - 2617.
- [176] R.F. Schmerda, S. Krstic, E.L. Wellner, A.R. Bendre, IGCTs vs. IGBTs for circuit breakers in advanced ship electrical systems, in: Proc. 2009 Electr. Ship Tech. Symposium 4 (2009) 400–405.
- [177] N. Mohan, T. Undeland, W. Robbins, Power electronics converters, applications, design, third ed., Wiley Hoboken, Wiley, 2003.
- [178] S. Alvarez, Characterisation of 3.3kV IGCTs for medium power applications. Ph.D. thesis, Polytechnic National Institute of Toulouse, Toulouse, France, 2005.
- [179] J.M. Meyer, A. Rufer, A DC hybrid circuit breaker with ultra-fast contact opening and IGCTs, IEEE Trans. Power Deliv. 21 (2006) 646–651.
- [180] <http://www.atpdraw.net/index.php>, accessed October 2015.
- [181] http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power_systems/products/power_engineeringsoftware/dynamic_and_transient/electromagnetic_transientprogram-emptprv.html, accessed October 2015.
- [182] Yang, M.S. Choi, S.J. Lee, C.W. Ten, S.I. Lim, Fault location for underground power cable using distributed parameter approach, IEEE Trans. Power Syst. 23 (4) (2008) 1809–1816.
- [183] R. Zhang'ao, Y. Kexun, L. Zhenxiu, Y. Caiyong, P. Yuan, Design of a novel pulse capacitor charge power system based on inertial energy storage, in: Proc. 2009 Int. Conf. Power Electron. Drive Syst., (5) (2009) 1514–1517.
- [184] A. Atmadji, Direct current hybrid breakers: A design and its realization. Ph.D. thesis, Technical University of Eindhoven, The Netherlands, 2001.