

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

GUÍA PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SISTEMAS DC.

GUÍA PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FALLAS A TIERRA Y DE LA PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE DE LA LÍNEA DC DE UN SISTEMA HVDC

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

JORGE ALEXANDER PULLOTASIG LEMA

jorge.pullotasig@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

fabian.perez@epn.edu.ec

DMQ, Septiembre 2023

CERTIFICACIONES

Yo, Jorge Alexander Pullotasig Lema declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

JORGE ALEXANDER PULLOTASIG LEMA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Jorge Alexander Pullotasig Lema, bajo mi supervisión.

DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

JORGE ALEXANDER PULLOTASIG LEMA

DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

DEDICATORIA

A Dios y a mi madre quienes con su bendición a lo largo de mi vida me protegen y me llevan por el camino del bien. A mi hijo Juan Carlos (+), por ser mi fortaleza y motivación a ser una buena persona. A mis hermanos: Gloria y Luis, por su constante apoyo en mi formación académica.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la oportunidad de poder cumplir cada uno de mis propósitos, Además, de guiarme en cada una de mis etapas. A mi madre, por haberme forjado como la persona que soy hoy en día, muchos de mis logros se lo debo a ella. A mi padre, por sus enseñanzas y por la formación en mi carácter. A mis hermanos, por su apoyo incondicional y la motivación constante que he recibido para alcanzar mis anhelos. A mis amigos y cada persona especial que formó parte de mi vida, cada una llego en el momento indicado con un propósito en específico. A todos los profesores de la FIEE, por la guía y conocimiento impartido en este trayecto.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	2
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Sistema HVDC	3
1.4.2 Tecnología de las estaciones convertoras	4
1.4.3 Configuraciones y modos operación del sistema HVDC	5
1.4.4 Tecnologías de medición de voltaje y corriente para HVDC	7
1.4.5 Esquemas de protecciones para sistemas HVDC.....	9
1.4.6 Protección de sobrecorriente de fallas a tierra.....	10
1.4.7 Protección de sobrevoltaje.....	13
2 METODOLOGÍA.....	14
2.1 ESTRUCTURA.....	14
2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL	14
2.3 DESCRIPCIÓN ESPECÍFICA	15
2.3.1 Fase teórica.....	15
2.3.2 Fase de modelación	17
2.3.3 Fase de simulación.....	22
2.3.4 Fase de análisis de resultados	23
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	25
3.1 RESULTADOS.....	25
3.1.1 Sistema de prueba modelo Benchmark HVDC del CIGRE	25
3.1.2 Protección de sobrecorriente de fallas a tierra.....	30
3.1.3 Protección de sobrevoltaje.....	37
3.2 CONCLUSIONES.....	41
3.3 RECOMENDACIONES	43

4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	44
5	ANEXOS.....	46

RESUMEN

El presente trabajo de integración curricular aborda una temática que generalmente no se considera en cursos tradicionales de protecciones eléctricas, como son las protecciones en DC. Para esto, se considera el sistema de transmisión de corriente continua de alto voltaje (HVDC) que cada vez es más común en sistemas de potencia modernos debido a su evolución y mejora que ha ido de la mano junto con la electrónica de potencia. Para el análisis, se considera el sistema típicamente utilizado en estos estudios, el cual corresponde al modelo de Benchmark HVDC del CIGRE.

Las protecciones que se analizan en este trabajo son: las protecciones de sobrecorriente de fallas a tierra y de sobrevoltaje, todo esto desde el lado DC del sistema. Debido a que no es un sistema comúnmente utilizado, existen propuestas de esquemas de protección y ajustes que plantean varios autores, en donde algunos criterios son considerados en base a experiencias.

Según indica la literatura técnica, la identificación y despeje de las fallas a tierra en este tipo de sistemas, se puede realizar mediante acción de control o esquemas de protección correspondientes: a bloqueo de convertidores, mediante interruptor AC e interruptor DC. Para este trabajo que se fundamenta en análisis por simulación, el despeje se lo realiza mediante el empleo de un interruptor AC. Para la protección de sobrevoltaje se considera el ajuste en base a un voltaje máximo que pueden soportar los elementos del sistema o también por acción de control. Las causas que pueden producir el sobrevoltaje en la línea de transmisión DC son: desconexión de carga o conductor roto, y por facilidades de simulación se analiza el último caso.

PALABRAS CLAVE: conductor roto, esquema de protección, fallas a tierra, HVDC, interruptor AC y DC.

ABSTRACT

In this degree work has a topic that is not generally considered in traditional electrical protection course, such as DC protections. For this, High Voltage Direct Current (HVDC) transmission system is considered, which is increasingly common in modern power systems, due to its evolution and improvement that has gone hand in hand with power electronics. For analysis, the system typically used in these studies is considered, which corresponds to the CIGRE HVDC Benchmark model.

Protections that are analyzed in this work are the overcurrent protections of ground faults and overvoltage, all this form the DC side of the system. These systems are not in common use, so there are proposals for protection schemes and adjustments, where some criteria based on experiences are considered.

As indicated in the technical literature to identify and isolate ground faults in this type of system, it can be done by means of control action or protection schemes, such as converter blocking, through an AC breaker and DC breaker. For this work, which is based on analysis by simulation. Protection scheme used is through the AC breaker. For overvoltage protection, setting is considered based on a maximum voltage that elements of the system can withstand. Causes that produce overvoltage in the DC transmission line are load shedding or broken conductor, for the simulation, the latter case is analyzed.

KEYWORDS: AC and DC breaker, broken conductor, ground faults, HVDC, protection scheme.

1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de transmisión de corriente continua de alto voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés), están siendo implementados con mayor frecuencia debido a sus ventajas, entre una de ellas, menores pérdidas en la transmisión de largas distancias [1]. La penetración de estos sistemas genera cambios en las redes eléctricas y es necesario realizar el estudio del ajuste de las protecciones eléctricas para todas las fallas que se pueden presentar, entre las más comunes la sobrecorriente y sobrevoltaje producto de fallas polo a tierra y conductor roto, respectivamente [2]. Para ello, el presente trabajo analiza y propone una guía de ajuste para cada protección en base a criterios de diversos autores. Además, también se consideran valores propuestos por un fabricante que se dedica a la elaboración de estos sistemas [3].

Los sistemas HVDC pueden ser monopolares y bipolares de tecnologías tales como LCC, VSC [4]. Estos contienen estaciones de rectificación e inversión que requieren de un sistema de control, los cuales se encuentran midiendo constantemente la corriente y voltaje para su funcionamiento, por lo tanto, la protección de sobrecorriente ya se encuentra inmersa en el sistema de control, a través del limitador de corriente, lo cual permite minimizar los efectos causados por fallas [5]. Resulta desafiante despejar y aislar fallas a tierra debido a que es necesario discriminar de cuando se trata de posibles eventos transitorios, debiéndose actuar cuando en realidad se produce una falla, esto se asegura mediante un tiempo de retardo que contiene la protección de sobrecorriente [2].

Por otro lado, los sobrevoltajes presentes en la línea de transmisión DC se pueden dar debido al conductor roto o desconexión de carga, que de igual forma se puede mitigar mediante acción de control, esto dependiendo del evento de perturbación que sea. La falla por conductor roto tiene como consecuencia la redistribución del flujo en caso de estar en un sistema eléctrico HVDC bipolar, pudiendo continuar con su funcionamiento por un polo siempre y cuando éste soporte la potencia de transmisión [2].

En el presente documento, previo a la elaboración de la guía de ajuste de las dos protecciones de interés, se establece el funcionamiento y la composición del sistema HVDC seleccionado para la simulación y para la posterior realización de eventos de perturbación encaminados al análisis del funcionamiento de las protecciones. La determinación de los criterios de ajuste se lleva a cabo con la selección de aquellos que mejores resultados brindan sobre el sistema de prueba seleccionado. La verificación del funcionamiento adecuado de las protecciones, se realiza mediante la estructuración de un algoritmo basado en el esquema general de protección, el cual se denomina diferencial de voltaje y

corriente, en donde al superar un umbral establecido actúa la protección tomando acciones al respecto.

1.1 Objetivo general

Proponer una guía de ajuste de dos protecciones del lado DC de un sistema HVDC, tomando como base los criterios y propuestas de distintos autores, y seleccionando aquellos que brinden los mejores resultados de simulación.

1.2 Objetivos específicos

1. Revisar la bibliografía disponible sobre protecciones de sistemas eléctricos de transmisión HVDC, para seleccionar criterios de ajuste propuestos para la protección de sobrecorriente de fallas a tierra y para la protección contra sobrevoltaje de la línea DC.
2. Modelar el sistema de Benchmark HVDC del CIGRE y las protecciones señaladas en el software ATPDraw.
3. Proponer una guía de ajuste de la protección de sobrecorriente de fallas a tierra y de la protección contra sobrevoltaje de la línea DC, con los criterios que permitan los mejores resultados de simulación.

1.3 Alcance

En el presente trabajo se planteará una guía de ajuste de la protección contra sobrecorriente y protección de sobrevoltaje en la línea DC de un sistema de transmisión de alto voltaje en corriente directa (HVDC). Se empleará como sistema base para el ajuste de protecciones el modelo de Benchmark HVDC de CIGRE. El funcionamiento de las protecciones se verificará en el software de simulación ATPDraw. No se modelará el equipo de corte de las protecciones DC.

Las fases por realizarse son las siguientes:

A. Fase teórica

Se llevará a cabo una revisión bibliográfica acerca de los criterios de ajuste de las protecciones de sobrecorriente y sobrevoltaje de la línea DC. Se investigará el

funcionamiento y componentes que tiene el sistema de transmisión de corriente directa en alto voltaje (HVDC).

B. Fase de modelación:

Se modelará en ATPDraw el sistema base para el ajuste de protecciones en base al modelo de Benchmark HVDC del CIGRE, el evento de falla polo a tierra y el modelo de conductor roto de la línea DC. Se implementará las protecciones de sobrecorriente y sobrevoltaje en la línea DC que permiten la protección para los eventos mencionados.

C. Fase de simulación:

Se realizará la simulación de cada uno de los eventos antes y después de implementar las protecciones, para el ajuste de protecciones se probará distintos criterios seleccionados de la bibliografía, y se obtendrán los resultados que permitirán la validación del ajuste de la protección.

D. Fase de análisis de resultados:

Se realizará una comparación entre los distintos resultados obtenidos al aplicar los criterios para el ajuste de cada protección y se definirán los más adecuados para la estructuración de la guía de ajuste a ser propuesta.

1.4 Marco teórico

En esta sección se señalan las ventajas que presenta el uso de los sistemas HVDC para la transmisión de energía eléctrica, así como también sus tecnologías y diversas topologías, esto para entender su funcionamiento y posterior análisis de protecciones. Se presentan los diversos esquemas de protección que utilizan los sistemas HVDC, así como también varios criterios de despeje de fallas para la protección de sobrecorriente y sobrevoltaje.

1.4.1 Sistema HVDC

El sistema HVDC es una tecnología que se basa en la electrónica de potencia, contiene estaciones convertoras para la rectificación e inversión con tecnologías basadas en tiristores e IGBT de alta potencia. Para su funcionamiento requieren de un sistema de control, el cual se considera uno de elementos más complejos e importantes dentro de los sistemas HVDC, puesto que de él depende su funcionamiento, por lo tanto, ciertas protecciones ya se encuentran inmersas en el sistema de control. Los sistemas de transmisión de corriente continua de alto voltaje contienen ventajas en comparación de la

transmisión AC. Los parámetros correspondientes a capacitancia e inductancia presentes en las líneas o cables no se ven afectados en la transmisión DC, caso contrario de lo que pasa con la transmisión AC. Además, también permite conectar dos sistemas que trabajan a distinta frecuencia, los cuales pueden no estar sintonizados por diversos motivos. La tecnología que contiene el HVDC tiene la posibilidad de un control rápido y de forma segura de la potencia activa de la línea de transmisión [6].

1.4.2 Tecnología de las estaciones conversoras

Las tecnologías que poseen las estaciones conversoras son: LCC y VSC, las cuales se describen a continuación:

- **LCC (Line Commutated Converter)**

También denominada tecnología clásica, se caracteriza por el tipo de tecnología que utiliza tiristores (válvulas) como se visualiza en la Figura 1.1 Al utilizar los tiristores se puede controlar la conducción, es decir, el encendido de este elemento mediante acción de control; sin embargo, no se puede controlar su apagado. El control de la conducción se relaciona de manera directa con el control de la potencia activa que circula por la línea de transmisión DC [4], [6].

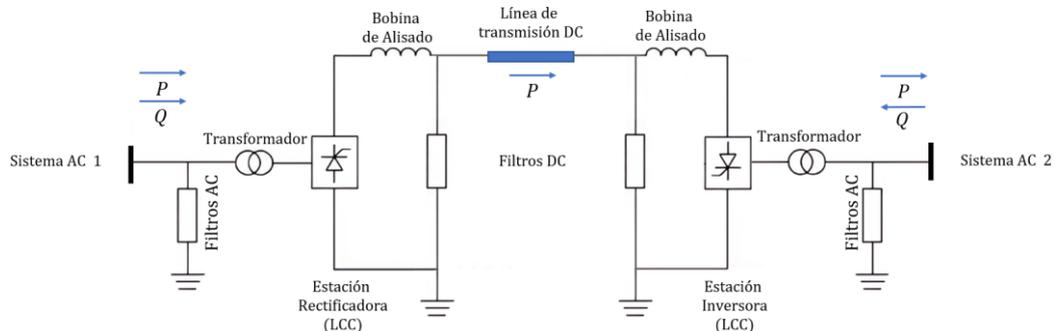


Figura 1.1 Sistema HVDC monopolar de tecnología LCC basado en tiristores [4], [7].

- **VSC (Voltage Source Converter)**

Esta tecnología se basa en el uso de la conmutación de interruptores IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), como se muestra en la Figura 1.2. Últimamente ha sido implementado este tipo de tecnología para la transmisión de energía, esto debido a su ventaja de controlabilidad que tiene tanto para la potencia activa como reactiva en las estaciones conversoras. Se caracteriza debido a que los IGBT se comportan como interruptores para el encendido y apagado controlado, todo esto independiente de la polarización [4], [5].

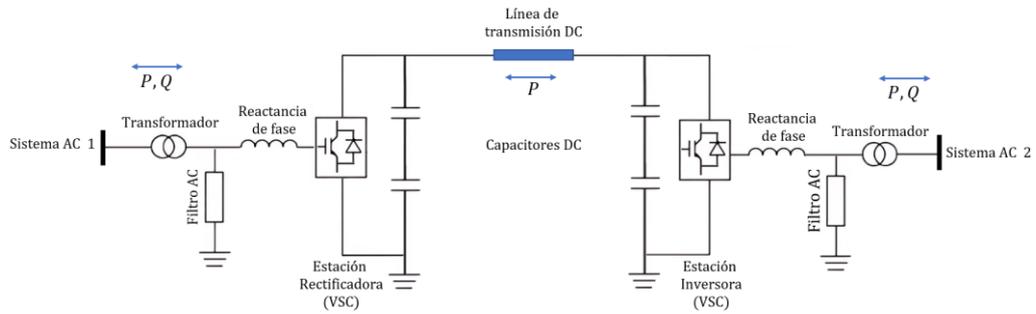


Figura 1.2 Sistema HVDC monopolar de tecnología VSC basado en IGBT [4], [7].

1.4.3 Configuraciones y modos de operación del sistema HVDC

Entre las distintas configuraciones que los sistemas HVDC pueden tener están: monopolar, bipolar, punto a punto y multiterminal, las cuales se describen a continuación:

- **Monopolar**

Puede ser monopolar por retorno por tierra o retorno metálico. Para el retorno por tierra se realiza mediante electrodos que se encuentran conectados a las estaciones conversoras, estos hacen la función de ánodo y cátodo como se visualiza en la Figura 1.3 Esta configuración se realiza generalmente para grandes distancias, como son largos cables submarinos. El retorno metálico se realiza mediante electrodos, los cuales se conectan a tierra [6].

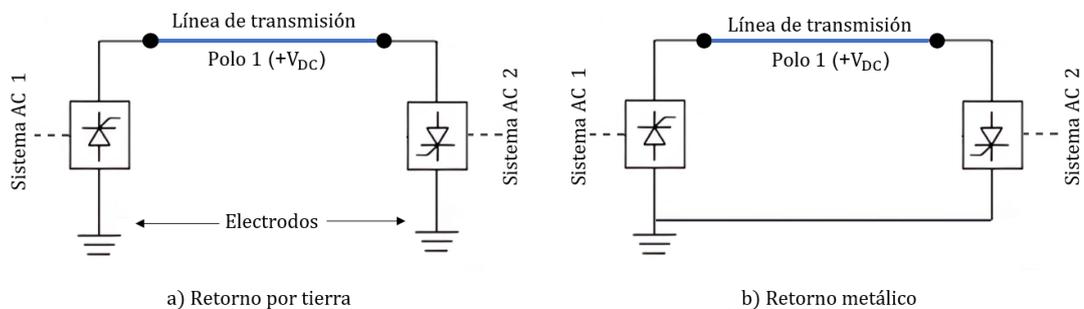


Figura 1.3 HVDC con configuración monopolar [6].

- **Bipolar**

Posee dos conductores correspondientes uno a cada polo, tienen la misma magnitud, pero de distinta polaridad como se presenta en la Figura 1.4 Se utiliza generalmente cuando la configuración monopolar no es suficiente por su capacidad. Esta configuración proporciona mayor confiabilidad debido a que puede funcionar como monopolar en caso de que un polo salga de servicio, siempre y cuando el polo tenga la capacidad de soportar toda la potencia de transmisión. De la misma forma, los enlaces bipolares pueden conectarse por retorno por tierra o conectar

entre ellos mediante un cable, en donde su función es similar al neutro en un sistema trifásico [5], [6].

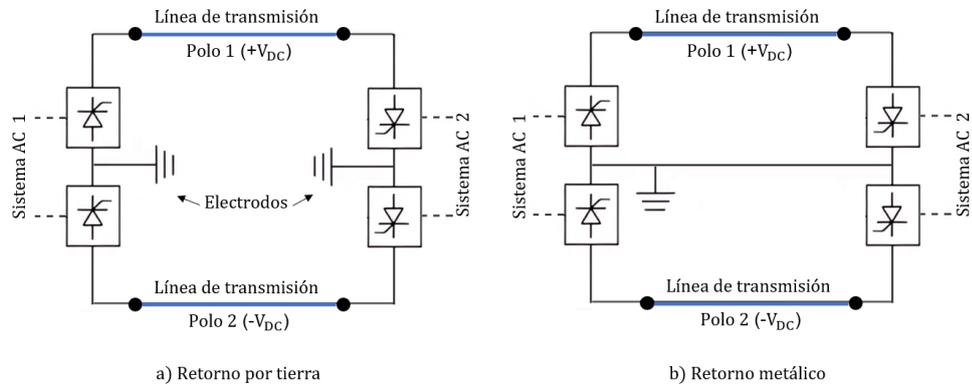


Figura 1.4 HVDC con configuración bipolar [6].

- **Punto a punto**

Este tipo de configuración se realiza cuando es en la misma área, como es el caso del interior de una subestación, no es necesario de una línea de transmisión, generalmente se utiliza cuando se conectan dos sistemas AC asincrónicos, en la Figura 1.5 se presenta el esquema [6].

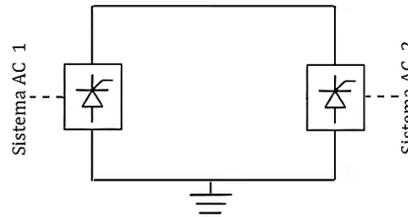


Figura 1.5 HVDC con configuración punto a punto [6].

- **Multiterminal**

Se presenta cuando se conectan más de tres subestaciones a un sistema HVDC, estas conexiones pueden ser paralelo cuando se encuentran al mismo voltaje, en serie cuando cada uno pueda tiene diferente voltaje y finalmente mixta cuando es la combinación de las dos (Ver Figura 1.6) [6].

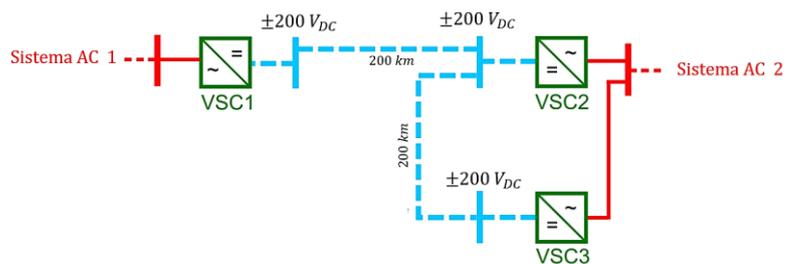


Figura 1.6 Sistema HVDC multiterminal [8].

1.4.4 Tecnologías de medición de voltaje y corriente para HVDC

Después de la ocurrencia de una falla en el lado DC de un sistema de transmisión HVDC, se prevé que los sistemas de detección de fallas y de protección inicien las acciones de eliminación de falla y minimicen sus efectos, esto mediante el disparo selectivo de interruptores automáticos o acciones de control; por lo tanto, es necesario colocar equipos para capturar transitorios, localizar fallas y protecciones en la parte DC del sistema. Para la medición de voltaje, debido a sus ventajas, prevalece el divisor de voltaje Resistivo – Capacitivo, mientras que la elección de un equipo de medición de corriente depende principalmente del método de detección de falla que se utilice, además también del rango de la frecuencia al cual opera. En la Figura 1.7 se presenta las diversas tecnologías para la medición de corriente continua [8], [9].

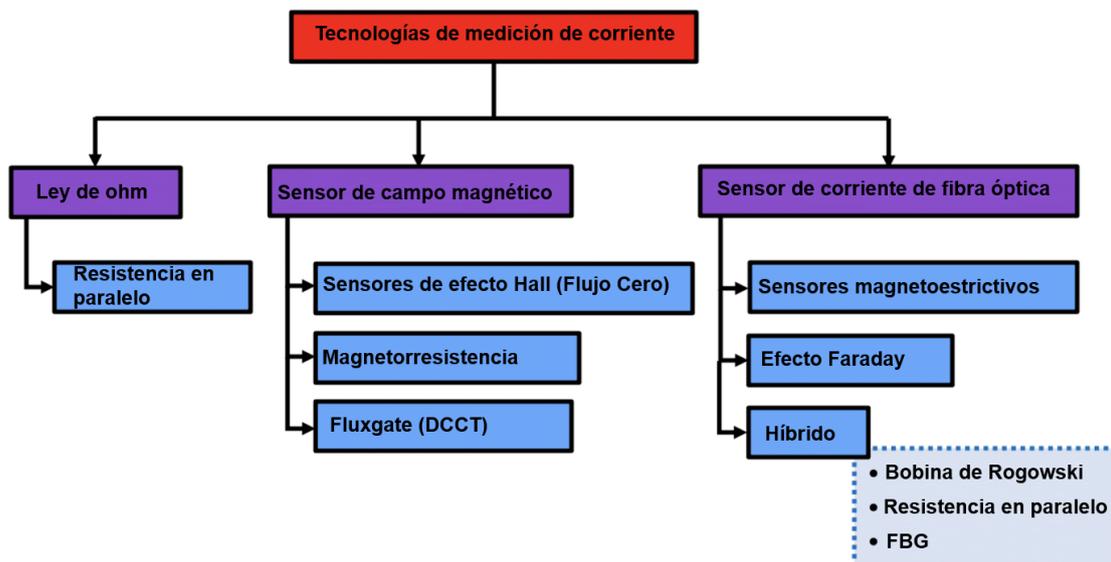


Figura 1.7 Clasificación de tecnologías para la medición de corriente continua [9].

A continuación, se presenta una breve descripción de los equipos de mediciones más utilizados en un sistema HVDC para la medición de voltaje y corriente.

- **Divisor de voltaje Resistivo – Capacitivo**

La medición de voltaje se obtiene mediante un divisor de voltaje resistivo-capacitivo como se observa en la Figura 1.8 Este divisor está compuesto de resistencias en paralelo con capacitores, esto para garantizar una variación extremadamente baja con respecto al tiempo, esfuerzo eléctrico y la temperatura [9].

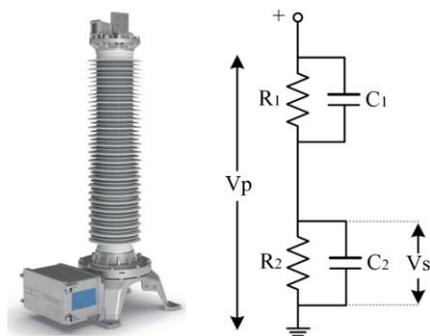


Figura 1.8 Medición de voltaje mediante divisor de voltaje resistivo – capacitivo [9], [10].

En base al diseño presente en la Figura 1.8 se obtiene el voltaje en el secundario mediante la siguiente expresión [9]:

$$\frac{V_S}{V_p} = \frac{R_2}{R_2 + R_1 \left(\frac{1 + R_2 j \omega C_2}{1 + R_1 j \omega C_1} \right)} = \frac{C_2}{C_1 + C_2 \left(\frac{1 + 1/R_2 j \omega C_2}{1 + 1/R_1 j \omega C_1} \right)} \quad (1.1)$$

- **Transformador de corriente de flujo cero**

La introducción de la electrónica de potencia lleva consigo la exigencia de técnicas de medición rastreadas, con el objetivo de determinar con precisión las componentes de alta frecuencia que se encuentran en corrientes de magnitud elevada. El error de medición que posee un transformador de corriente se relaciona de manera directa con la magnetización del núcleo, lo que conlleva a considerar métodos para la reducción del flujo. Este método se denomina técnica de flujo cero, que consta en crear un flujo cero en el núcleo magnético mediante una corriente de compensación de equilibrio. En la Figura 1.9 se observa el esquema de este equipo [9], [11].

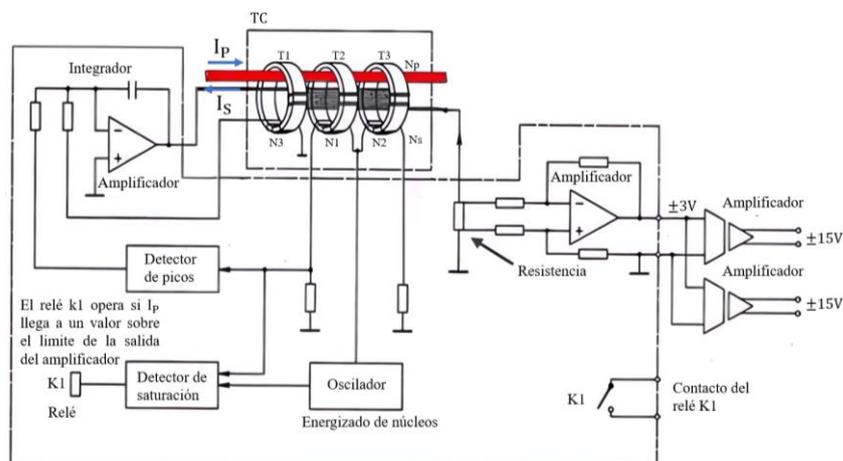


Figura 1.9 Esquema del transformador de corriente de flujo cero [11].

1.4.5 Esquemas de protecciones para sistemas HVDC

- **Onda Viajera**

Este método se basa en ondas viajeras, por medio de lo cual busca la detección de un frente de onda inicial empinado. Puede realizar su operación con base a la información recibida en un solo terminal, sin embargo, no es confiable para fallas en las cuales se tiene una impedancia alta. Por otro lado, no se puede realizar un diagnóstico completo acerca de la información sobre la falla, esto hasta que se procese en su totalidad el pico inicial de voltaje [8].

- **Derivativa**

Este esquema es una forma de la protección de ondas viajeras, y consiste en la medición de manera precisa de las tasas de aumento del voltaje y corriente en un evento de falla. Debido a que hay efectos de alta frecuencia con respecto a la forma de onda, esto debe ser omitido, para esto se establece un límite bajo de tiempo con referencia a la rapidez con la cual se obtienen las tasas de aumento dI/dt o dV/dt . El tiempo sugerido para la detección de fallas es de 2 a 3 ms [8].

- **Diferencial de voltaje y corriente**

Este método utiliza señales de los dos terminales de una línea para medir y obtener una diferencia de voltaje o corriente. Para que la protección dispare deberá de superar un umbral de voltaje o corriente establecido. En caso de una falla, la corriente provoca un diferencial de corriente; lo mismo para el voltaje. Es un método muy robusto que proporciona una direccionalidad de carácter inherente. Este método fallará en caso de fallo en la comunicación [8].

- **Sobrecorrientes**

Uno de los esquemas más simples consiste en la medición de corriente en un solo bus o barra. La sobrecorriente rápida es el método de detección utilizado en el bloqueo de fallas de válvulas (tiristores) y de IGBTs. Cuando se utiliza como protección de línea, este esquema no proporciona direccionalidad, por lo tanto, este método generalmente se utiliza como respaldo, en el caso que la protección principal falle al momento de proteger la zona a la cual se encuentra asignada. Para garantizar selectividad es necesario tener un ajuste de tiempo muy cuidadoso [8].

1.4.6 Protección de sobrecorriente de fallas a tierra

La zona de protección corresponde a la línea de transmisión DC. El objetivo de esta protección es detectar las fallas a tierra en la línea, es decir, fallas polo a tierra o fallas monopolares, pudiendo este polo ser positivo o negativo dependiendo de la configuración del sistema HVDC [12]. La respuesta de una falla polo a tierra depende de la conexión a tierra del sistema, de la conexión a tierra del punto neutro del transformador elevador de AC y de la impedancia de falla. La corriente de falla se alimenta por el lado AC a través de los convertidores y también de cualquier otro enlace que se encuentre conectado a esta barra (conexión multiterminal). En caso de ser un HVDC de tecnología VSC, éste tiene capacitores los cuales inicialmente también alimentan a la corriente de falla [8].

Para líneas aéreas las fallas transitorias corresponden del 70 al 90%. Las fallas permanentes se producen por daños en el aislamiento. En el caso en que la línea vaya por el mar, una falla se puede producir por excavaciones o anclajes submarinos [8]. Para extinguir la corriente de falla se realiza alguna acción a través del sistema de control en caso de que la falla no sea permanente. Mediante la acción de control ejecutada se debe restaurar la transmisión de energía, esto después de un adecuado retardo de tiempo con el objetivo de que exista la deionización de la falla. La detección de la falla se puede realizar monitoreando el voltaje DC de la línea, esto debido a que una falla a tierra se caracteriza por el colapso del voltaje en el instante de la falla, aplicándose para la detección una tasa alta de cambio de voltaje [12].

Una vez iniciada la falla en la línea DC, por cualquier defecto sea temporal o permanente, no se extinguirá por sí sola hasta que la corriente se reduzca a cero, además, es necesario que el arco se desionice. En la Figura 1.10 se observa el comportamiento del voltaje y la corriente durante un despeje de falla y posterior restauración de transmisión de energía [13].

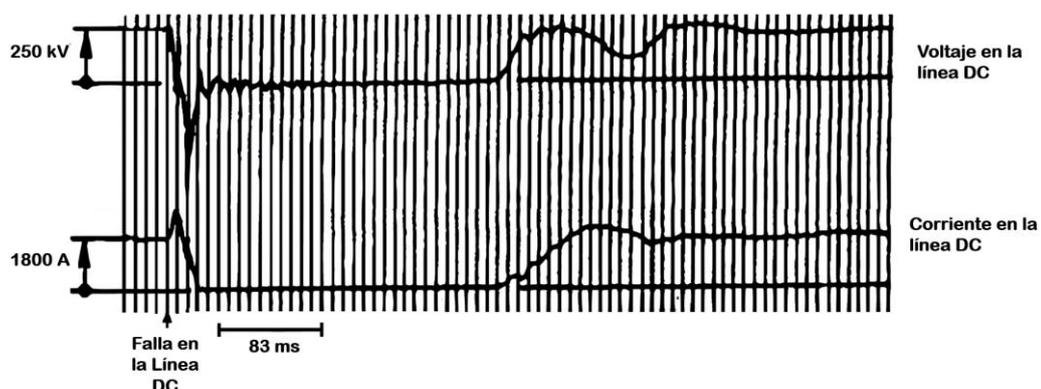


Figura 1.10 Comportamiento del voltaje y corriente durante una falla en la línea DC con reconexión [13].

En la actualidad, no existe una normativa clara con respecto al cálculo de la corriente y voltaje de cortocircuito de fallas en un sistema HVDC, sin embargo, se puede utilizar como referencia la norma IEC 61660, la cual trata acerca de las corrientes de cortocircuito en instalaciones auxiliares de DC con respecto a centrales eléctricas y subestaciones [14].

En la práctica, en los sistemas HVDC normalmente la corriente de falla se reduce mediante acción de control, por lo tanto, es de interés analizar el comportamiento del cortocircuito transitorio. Es necesario estos estudios para proporcionar una adecuada protección contra sobrecorrientes sin necesidad de disparos innecesarios. En el caso de convertidores basado en tiristores (LCC), los ajustes de la protección contra sobrecorriente se definen en base a la capacidad de corriente que las válvulas de los tiristores pueden soportar. En la Figura 1.11 se visualiza el nivel de disparo sugerido para la protección de sobrecorriente [13]. Mientras que para conversores basado en IGBT (VSC), estos elementos son muy sensibles y, aunque están diseñados para soportar picos de corriente, la protección de sobrecorriente debe operar en menos de 10 ms [8].

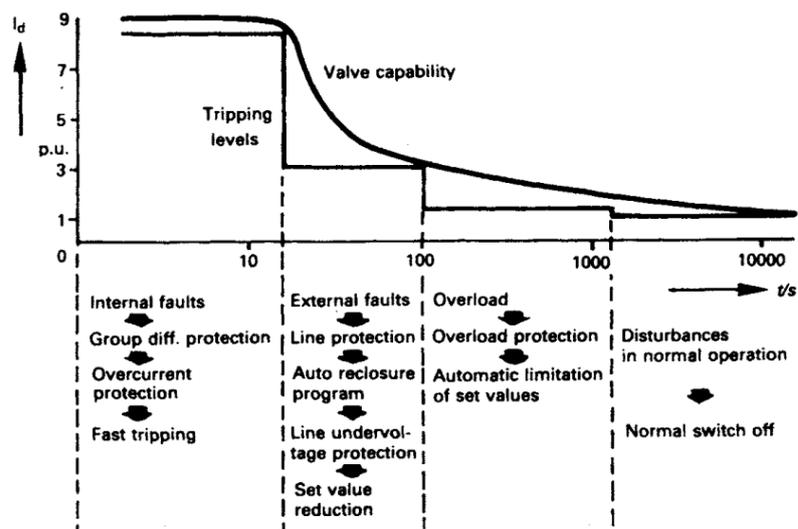


Figura 1.11 Niveles de disparo sugerido para varios tipos de perturbación para HVDC basado en tiristores [13].

Existen diferentes esquemas de protección para el despeje de fallas en la línea DC, en las cuales se destacan las siguientes: bloqueo de convertidores, mediante interruptor DC e interruptor AC [1].

- **Bloqueo de convertidores**

Mediante la tecnología que posee el convertidor permite el bloqueo una vez detectado la falla, utiliza esta estrategia para la eliminación de la falla. Para convertidores de tecnología VSC es discutido ampliamente el bloqueo de fallas

mediante el control electrónico. Su funcionamiento se basa en detectar la falla y bloquear los convertidores, lo que tiene como consecuencia la reducción a cero de la corriente. Después de un tiempo posterior a la deionización y despeje de la falla los convertidores se reinician, el tiempo de actuación de la protección es de menos de 10 ms [1].

- **Interruptor DC**

Es un interruptor automático que permite cortar el flujo en la sección con falla, sin afectar al resto de la red [5]. La diferencia entre el interruptor AC con el interruptor DC, radica en que en el primero existe un cruce natural por cero, momento en el cual se produce la interrupción debido a que es el instante con menor energía. En cambio, el interruptor DC debe absorber la potencia del sistema para su actuación, entre sus topologías destaca es el disyuntor DC híbrido el cual consta de un interruptor mecánico y de electrónica de potencia que permite aislar fallas con alta velocidad y pocas pérdidas. En la Figura 1.12 se observa el esquema del disyuntor DC híbrido, el cual destaca el inductor limitador de corriente de falla que se encuentra en serie con el interruptor DC; su diseño permite la reducción de la tasa de aumento de la corriente de falla. El esquema de protección consta de la ubicación del interruptor DC en cada terminal de la línea con el objetivo de aislar la falla [1], [15]. Estos interruptores automáticos deben actuar lo suficientemente rápido con el objetivo de limitar la tasa de cambio de la corriente de falla, por lo que están diseñados para operar de 3 – 5 ms [16], [17].

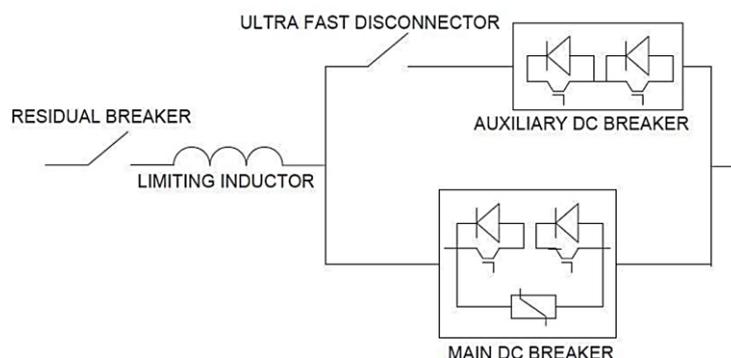


Figura 1.12 Esquema breaker DC híbrido [1].

- **Interruptor AC**

El esquema consta en la instalación de estos equipos en los terminales de corriente alterna de los convertidores, están ubicados de tal manera que permiten la interrupción del aporte o contribución de la red AC a la falla. La acción de apertura

del interruptor AC hace que la corriente disminuya a cero, momento en el cual los contactos DC de la línea permiten aislar la falla; y, después de un retardo de tiempo una vez despejado la falla, los interruptores AC vuelven a cerrar para continuar con su funcionamiento. En sistemas HVDC de tecnología VSC el esquema de conexión punto a punto se utiliza de manera general para la eliminación de fallas, sin embargo, esta acción implica la eliminación de la capacidad del convertidor para suministrar energía reactiva a la red AC en el momento de la perturbación [1], [18].

El agregar un tiempo de retardo permite mejorar la confiabilidad del sistema y, en base a experiencias en protecciones HVDC, el tiempo de retardo se establece en el rango de 50 – 100 ms [2]. En la Tabla se presentan criterios de disparo del interruptor AC con su correspondiente tiempo de retardo en base a lo indicado en [3], establece 4 niveles.

Tabla 1.1 Criterios de disparo de protección de sobrecorriente mediante interruptor AC [3].

Nivel 1	$1.2 I_{DC-Nominal}$	$t_{retardo} = 20 \text{ s}$
Nivel 2	$1.35 I_{DC-Nominal}$	$t_{retardo} = 10 \text{ s}$
Nivel 3	$1.6 I_{DC-Nominal}$	$t_{retardo} = 100 \text{ ms}$
Nivel 4	$2.5 I_{DC-Nominal}$	$t_{retardo} = 50 \text{ ms}$

1.4.7 Protección de sobrevoltaje

La zona de protección corresponde a todo equipo que se encuentre expuesto al voltaje de la línea DC; el objetivo de esta protección es la detección de sobrevoltaje en la línea. Entre las causas de sobrevoltaje se puede citar por conductor roto, y para afrontar esta situación se establece un limitador de voltaje de 1.15 por unidad; y, posterior a superar tal límite se consideran las siguientes acciones de protección [12].

1. Transferencia del control al sistema de control redundante.
2. Bloqueo de convertidores.
3. Aislar la línea en ambos extremos.

Los sobrevoltajes también se pueden producir por desconexión de carga, lo cual puede ser mitigado mediante acción de los sistemas de control de la línea HVDC [2], [19].

2 METODOLOGÍA

La descripción de la metodología de trabajo empleada en este estudio se divide en tres secciones correspondientes a: su estructura, la descripción general y la descripción específica.

2.1 ESTRUCTURA

En la Figura 2.1 se presenta el diagrama de flujo de la metodología empleado en este trabajo de integración curricular, el cual consta de diagramas de bloques que representan las fases esenciales para el desarrollo del mismo; además, se muestran elementos condicionales que permiten continuar con la fase siguiente.

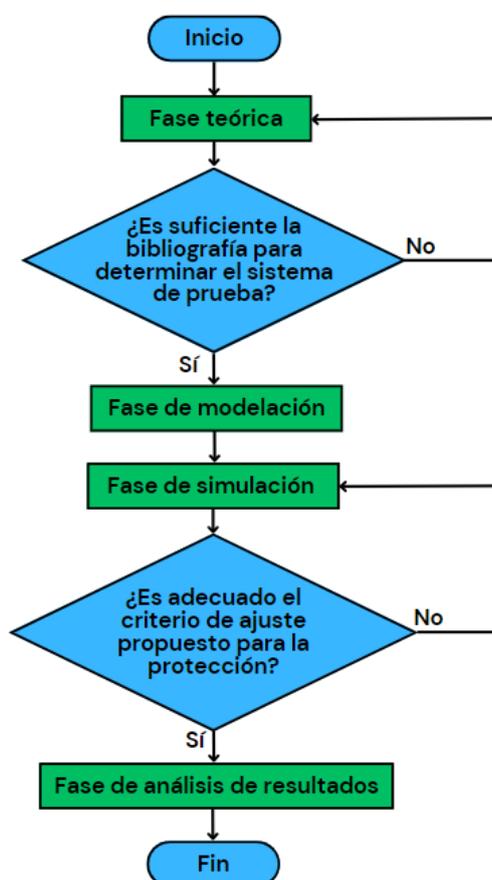


Figura 2.1 Diagrama de flujo correspondiente a la metodología utilizada.

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL

De forma general el desarrollo del trabajo se divide en cuatro fases principales correspondientes a:

- Fase teórica: En esta fase inicial se recopila toda la información necesaria para sustentar la guía de ajuste de la protección de sobrecorriente y de sobrevoltaje en

la línea DC de un sistema HVDC, en donde, al no ser un sistema comúnmente utilizado, primero se recopila la información acerca de su funcionamiento, tecnología y configuraciones; a su vez esta información sirve para realizar la modelación. Además, también se hace énfasis en la recopilación de información acerca de criterios de ajuste para las protecciones establecidas.

- Fase de modelación: Corresponde a la modelación en ATPDraw del sistema de prueba, el cual corresponde al modelo de Benchmark HVDC del CIGRE. En base a la información de la fase anterior se modela el sistema y los eventos de perturbación que van encaminados al análisis del funcionamiento de las protecciones. Adicionalmente, se modelan las protecciones de sobrecorriente y de sobrevoltaje mediante un algoritmo basado en los esquemas generales de protección de sistemas HVDC, correspondientes a diferencial de corriente y voltaje respectivamente.
- Fase de simulación: En esta etapa se simula primero el sistema en condiciones de prefalla con el objetivo constatar las condiciones nominales del sistema, para posterior simular los eventos de perturbación y finalmente, en base a los criterios considerados, establecer el ajuste que permita una correcta operación de las protecciones.
- Fase de análisis de resultados: En este punto se analiza el criterio que mejor resultado se obtuvo en el sistema de prueba, además, se establece la guía para el ajuste de la protección de sobrecorriente y sobrevoltaje.

2.3 DESCRIPCIÓN ESPECÍFICA

2.3.1 Fase teórica

En la Figura 2.2 se presenta el diagrama de flujo de la fase inicial, el cual corresponde a la fase teórica. Primero se recopila la información acerca de los sistemas HVDC para después comprender los criterios de ajustes de las protecciones eléctricas seleccionadas. La información que se recopiló es acerca de la tecnología de los convertidores y de las configuraciones y formas de conexión que tienen los sistemas HVDC. Además, se analizó parte de las tecnologías de medición de voltaje y corriente utilizadas en estos sistemas, parte esencial para la detección de eventos de perturbación. Esta información permite comprender las variables necesarias que se requieren para el funcionamiento de las protecciones de sobrecorriente y de sobrevoltaje en la línea de transmisión DC, además,

permite comprender los ajustes necesarios y esquemas de protección que estos sistemas requieren. A su vez esta información encamina la realización de la fase de modelación.

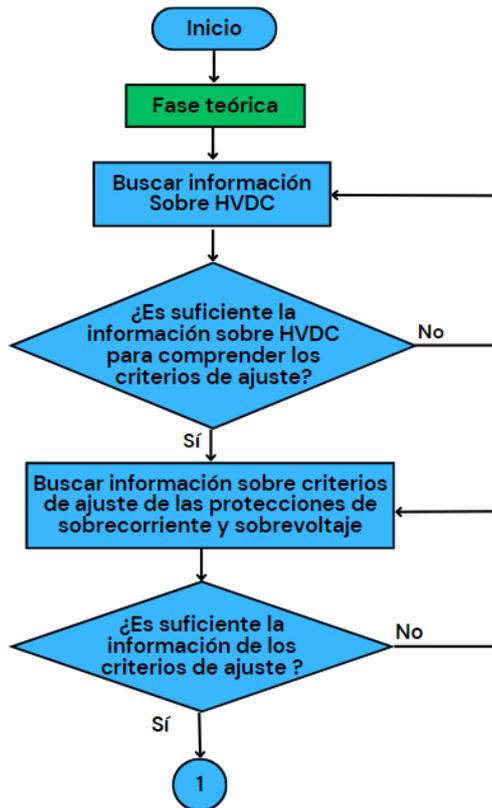


Figura 2.2 Diagrama de flujo correspondiente a la fase teoría.

La información recopilada referente a la protección de sobrecorriente, destaca la mitigación de la corriente de falla mediante acción de control, que actúa como protección principal, también se establecen esquemas de protección para el despeje de fallas correspondientes a: bloqueo de convertidores, mediante interruptor AC e interruptor DC, donde los parámetros de ajustes corresponden a una corriente DC con la cual se detecta la falla y un tiempo de retardo para la actuación de la protección. Los eventos que provocan la actuación de la protección son las fallas monopolares.

Para la protección de sobrevoltaje se destaca la mitigación mediante acción de control a las cuales le sigue un proceso de acciones para mitigar el sobrevoltaje. El parámetro de ajuste en esta protección corresponde al voltaje límite que pueden soportar los equipos sin que se produzca daños. Los eventos de perturbación que provocan el funcionamiento de la protección corresponden a conductor roto y desconexión de carga.

2.3.2 Fase de modelación

El diagrama de flujo correspondiente a la modelación se observa en la Figura 2.3 en donde, previo a realizar la modelación del sistema base, eventos de perturbación y protecciones eléctricas, se realiza una revisión del manual de ATPDraw.

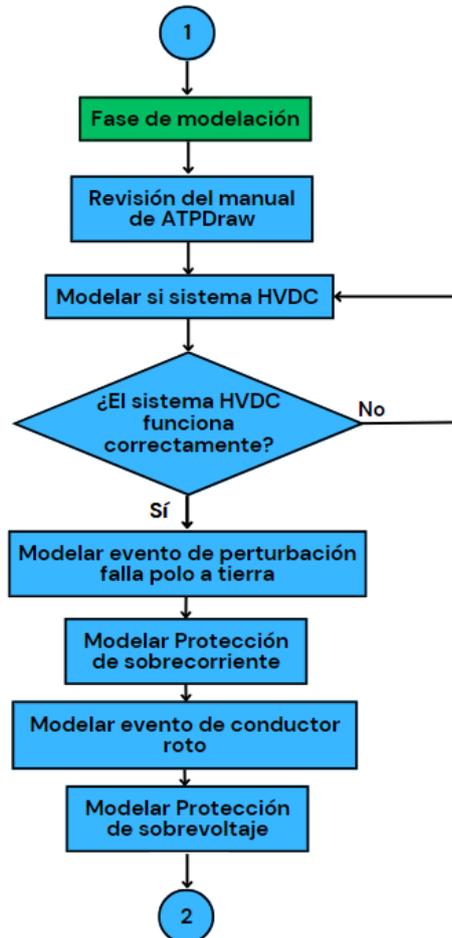


Figura 2.3 Diagrama de flujo correspondiente a la fase de modelación.

Para la modelación del sistema base se toma como referencia el modelo de Benchmark HVDC del CIGRE, se verifica su funcionamiento mediante la visualización de graficas de voltaje y corriente en sus condiciones normales de operación. Para la modelación de las protecciones se hace uso de MODELS (Figura 2.4), elemento de ATPDraw el cual consta de un lenguaje de programación, que permite realizar módulos de control en base a la definición de variables de entrada y salida.

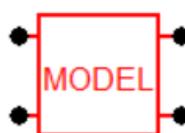


Figura 2.4 Bloque Model de ATPDraw.

Protección de sobrecorriente: Para la modelación se utiliza el esquema de protección diferencial de corriente, correspondiente a uno de los esquemas de protecciones en sistemas HVDC, en donde se necesita como variable de entrada la corriente DC de la línea, la cual es medida mediante un transductor y se tiene como variable de salida la señal de control como se visualiza en la Figura 2.5. En el momento de su operación la señal de salida es 0 caso contrario la señal tiene el valor de 1. Los detalles de su elaboración se detallan en ANEXO 1.

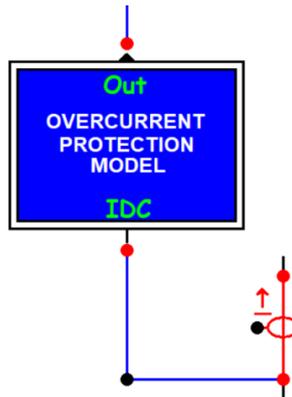


Figura 2.5 Modelo de protección de sobrecorriente en ATPDraw.

La ventana de configuración presente en la Figura 2.6 muestra el estado de la protección (“encendido” o “apagado”), la corriente nominal del sistema HVDC, la corriente de ajuste y tiempo de retardo. Cada variable se encuentra especificada con su respectiva unidad.

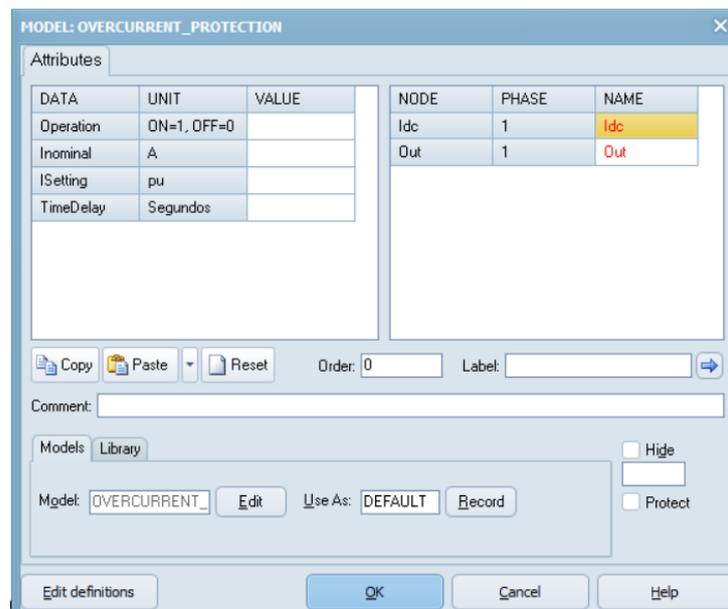


Figura 2.6 Ventana de configuración de la protección de sobrecorriente.

El diagrama de flujo mostrado en la Figura 2.7 representa el algoritmo implementado para el funcionamiento de la protección de sobrecorriente, el cual opera cuando se cumple la

condición de la corriente de ajuste, además del tiempo de retardo establecido, la señal de salida es de 0 indicando su operación caso contrario la señal de salida es 1.

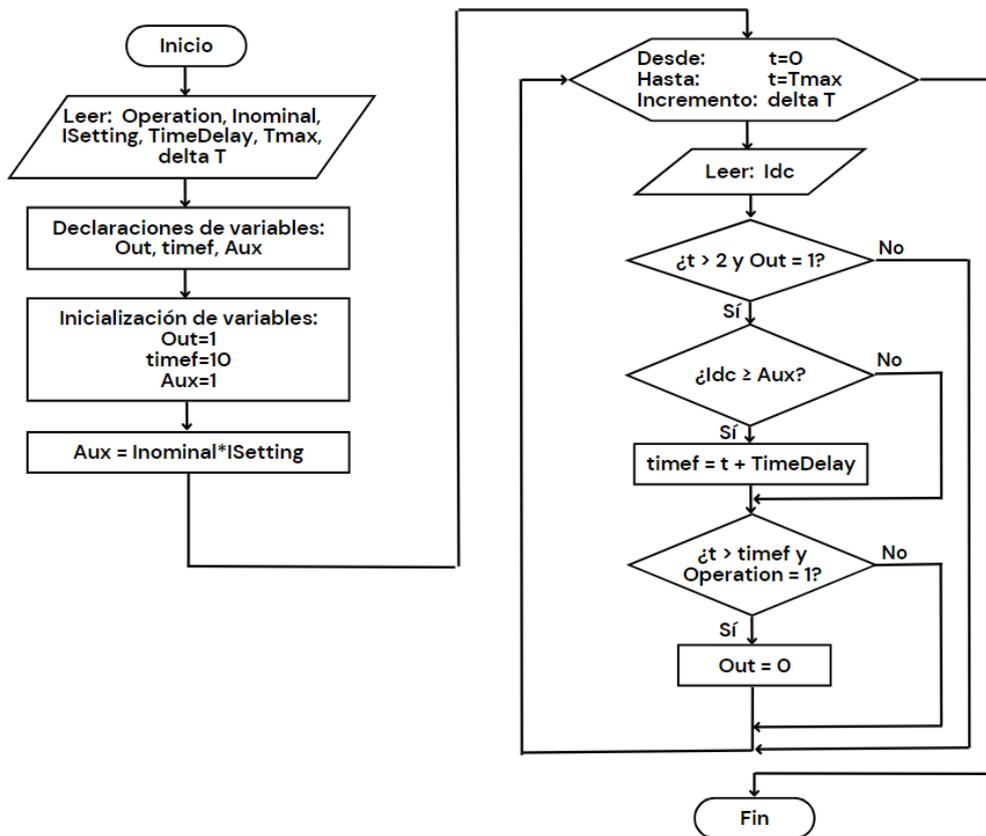


Figura 2.7 Diagrama de flujo de la protección de sobrecorriente implementado en ATPDraw.

Para la simulación del evento de perturbación que permite la operación de la protección de sobrecorriente, se realiza mediante un interruptor controlado por tiempo el cual, dependiendo del porcentaje al cual se simule la falla de polo a tierra, dividirá los parámetros de la línea y se conectará a tierra mediante un interruptor en serie con una resistencia como se visualiza en la Figura 2.8.

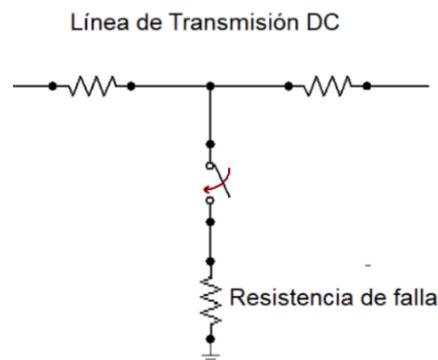


Figura 2.8 Evento de perturbación de falla de polo a tierra.

Protección de sobrevoltaje: Para la modelación se utiliza el esquema de protección diferencial de voltaje, el cual es uno de los esquemas de protecciones para sistemas HVDC. La variable de entrada corresponde al voltaje DC de la línea, la cual es medida mediante un divisor de voltaje resistivo – capacitivo. La variable de salida corresponde a la señal de control como se visualiza en la Figura 2.9. En el momento de su operación la señal de salida es 0 caso contrario la señal tiene el valor de 1. La medición de voltaje se realiza mediante el divisor de voltaje que hace uso del esquema de la Figura 1.8, además, se utiliza la ecuación 1.1. para determinar la relación de voltaje en el secundario. Los detalles de su elaboración se detallan en ANEXO 2.

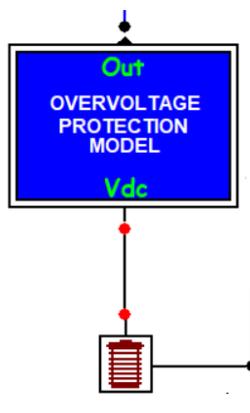


Figura 2.9 Modelo de protección de sobrevoltaje en ATPDraw.

La ventana de configuración presente en la Figura 2.10 muestra el estado de la protección (“encendido” o “apagado”), el voltaje nominal del sistema HVDC y voltaje límite al cual actúa la protección. Cada variable se encuentra especificada con su respectiva unidad.

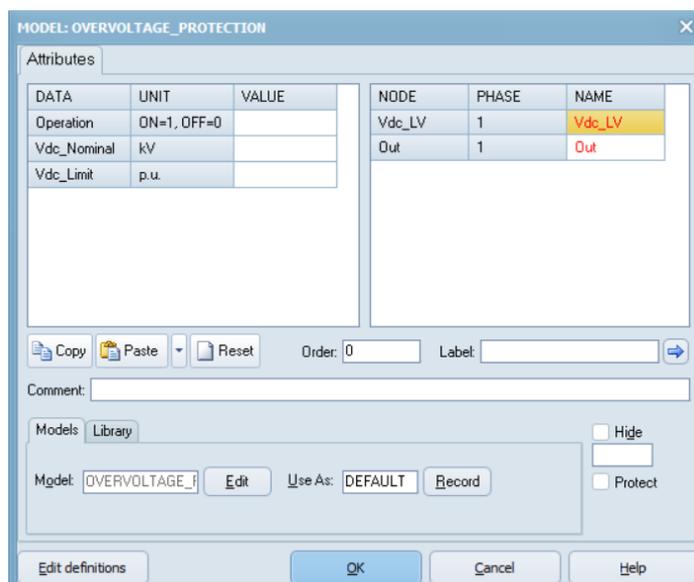


Figura 2.10 Ventana de configuración de la protección de sobrevoltaje.

El diagrama de flujo mostrado en la Figura 2.11 representa el algoritmo implementado para el funcionamiento de la protección de sobrevoltaje, el cual opera cuando se cumple la condición del voltaje límite; la señal de salida es de 0 indicando su operación caso contrario la señal de salida es 1.

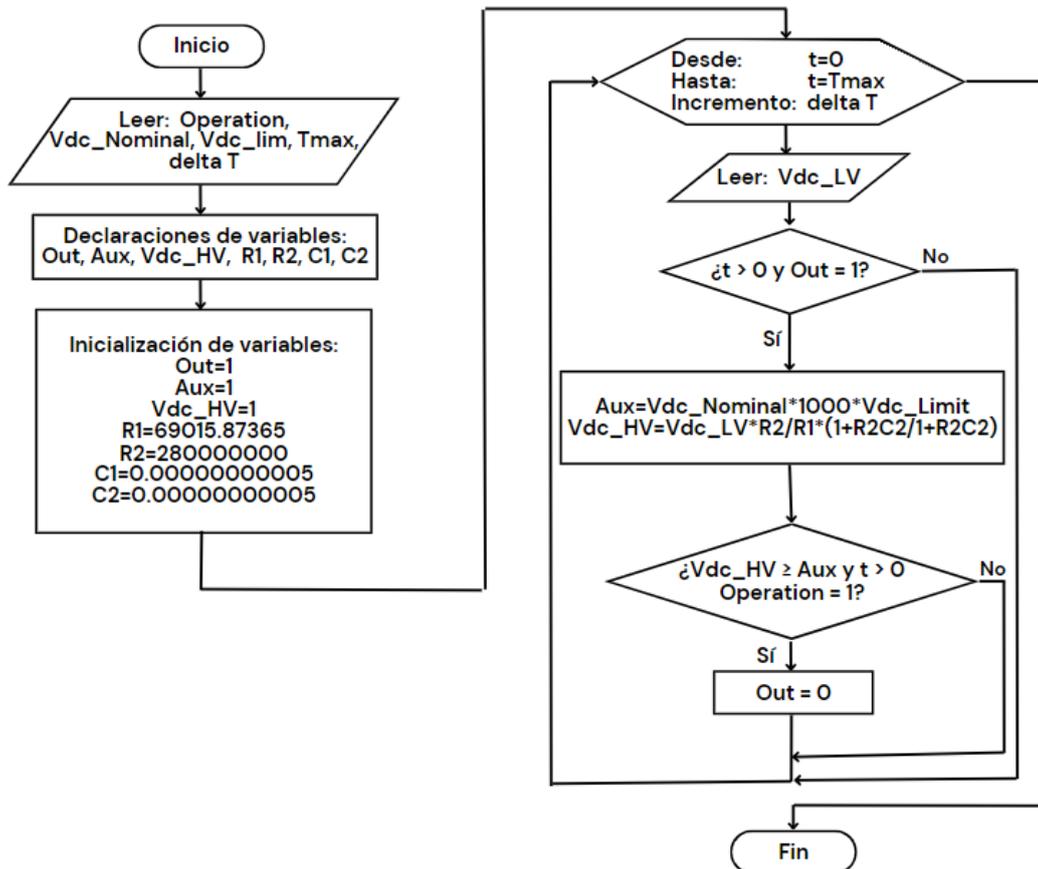


Figura 2.11 Diagrama de flujo de la protección de sobrevoltaje implementado en ATPDraw.

La simulación del evento de perturbación que permite la operación de la protección de sobrevoltaje es el conductor roto, para esto se modela la apertura de la línea mediante un TACS switch y un bloque MODELS, como se muestra en la Figura 2.12, para lo cual dependiendo del porcentaje al cual se simule la apertura, se divide los parámetros de la línea.

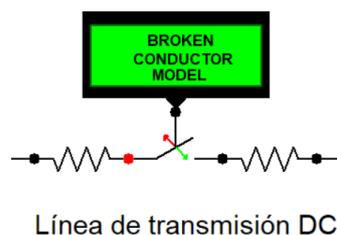


Figura 2.12 Evento de perturbación de conductor roto.

En la Figura 2.13 se presenta la ventana de configuración del modelo de conductor roto, que tiene como parámetro de configuración el tiempo de apertura.

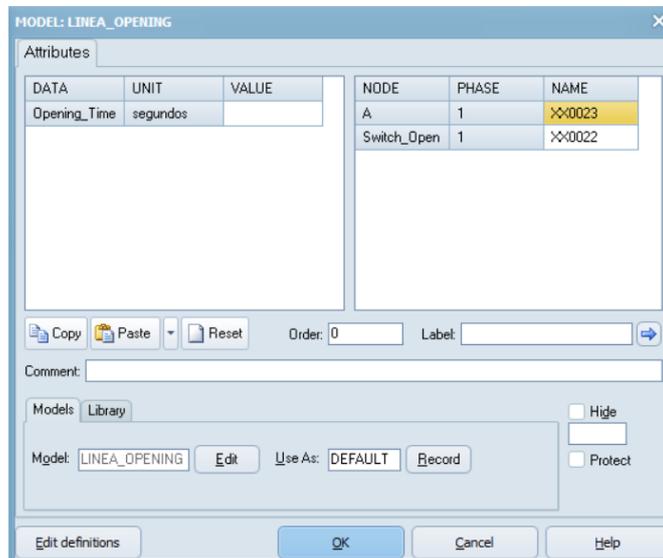


Figura 2.13 Ventana de configuración del modelo de apertura de la línea.

2.3.3 Fase de simulación

La estructura detallada de la fase de simulación se observa en la Figura 2.14, en donde se analiza antes y después de implementar la protección. En esta fase se consideran los ajustes propuestos por diversos autores para cada protección (ANEXO 3 y ANEXO 4). Se visualiza la actuación de la protección mediante gráficas de corriente o voltaje, dependiendo de la protección que se esté analizando.

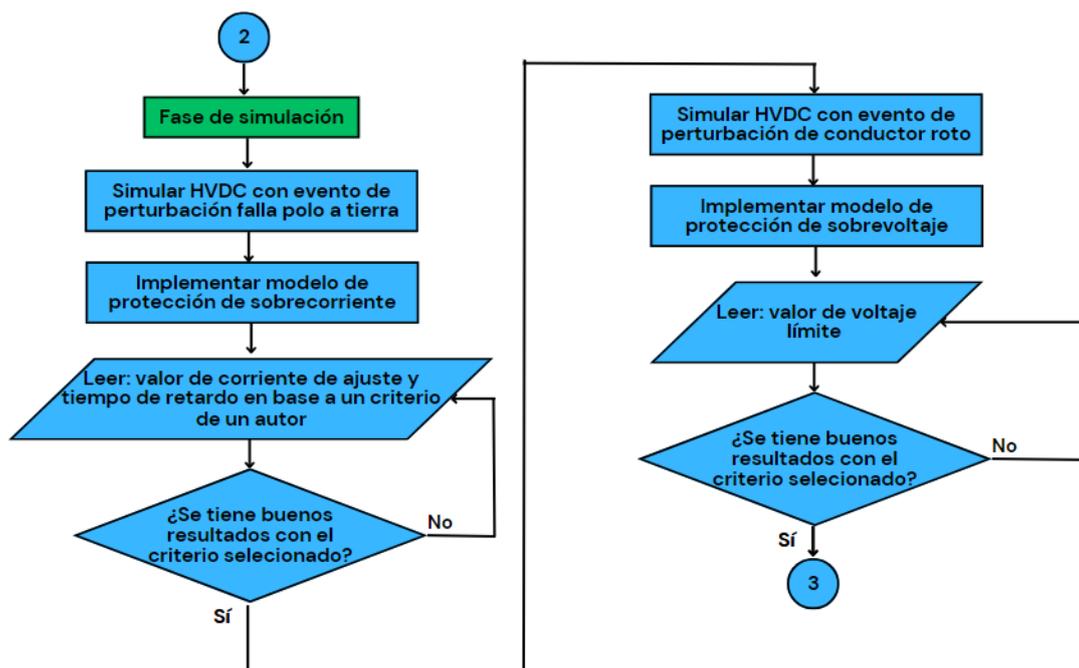


Figura 2.14 Diagrama de flujo correspondiente a la fase de simulación.

2.3.4 Fase de análisis de resultados

La estructura de análisis de resultados y definición de guías de ajuste se evidencia en Figura 2.15, la cual consta de dos partes que son el análisis y la comparación de resultados obtenidos mediante la simulación de diversos ajustes y, en base a esto, la elaboración de la guía de ajuste.



Figura 2.15 Diagrama de flujo correspondiente análisis de resultados.

La guía de ajuste propuesta para la protección de sobrevoltaje se ilustra en el diagrama de flujo presente en la Figura 2.16 en donde, como primer punto se tiene identificar el evento de perturbación, en base a eso se establece un valor referencial para el ajuste de la protección; además de las acciones que se deben tomar en caso de la detección de la perturbación.

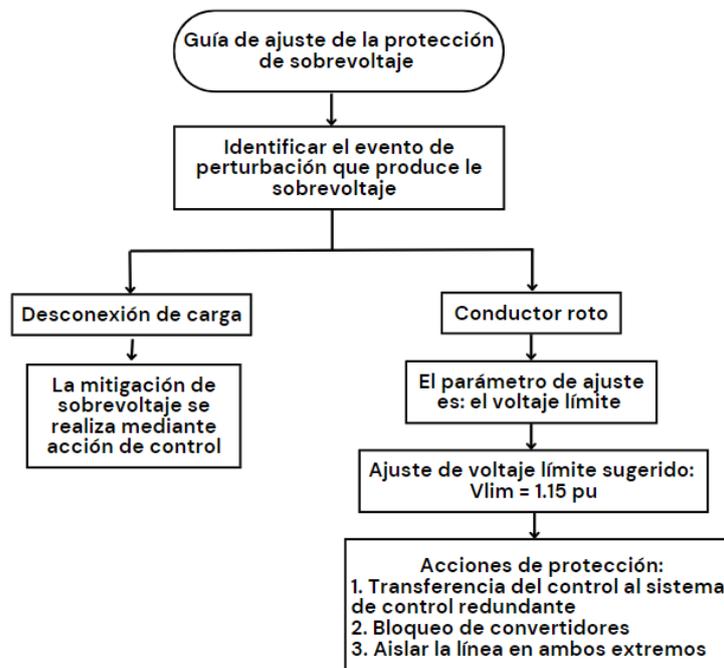


Figura 2.16 Diagrama de flujo de la guía de ajuste de la protección de sobrevoltaje.

El diagrama de flujo que ilustra la guía de ajuste de la protección de sobrecorriente se presenta en la Figura 2.17, mediante el cual, dependiendo del esquema de protección seleccionado, se establecen los parámetros de ajuste tales como el tiempo de actuación y corriente de ajuste, recopilados de la literatura técnica. El diagrama de flujo hace énfasis en el despeje de falla de sobrecorriente mediante interruptor AC, debido a que es implementado en la simulación de este trabajo.

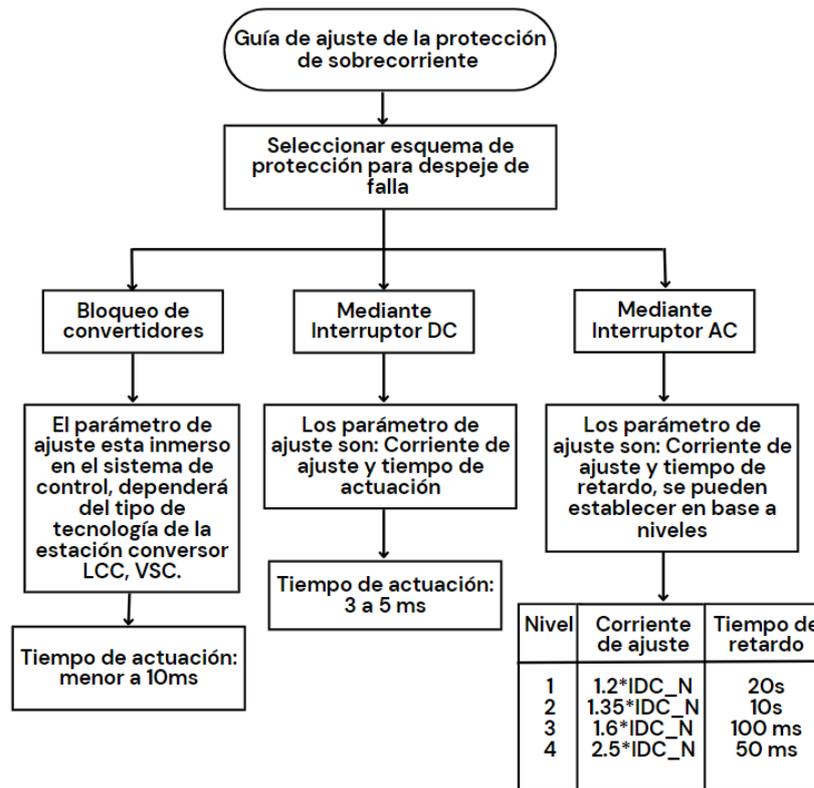


Figura 2.17 Diagrama de flujo de la guía de ajuste de la protección de sobrecorriente de fallas a tierra.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 RESULTADOS

Para la verificación del establecimiento adecuado de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fallas a tierra y de sobrevoltaje de una línea DC, se utiliza como sistema de prueba el modelo Benchmark HVDC del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricos (CIGRE). El esquema de protección que se utiliza es el diferencial de voltaje y corriente el cual permite procesar una señal de apertura al interruptor en el caso de falla o sobrevoltaje, con esto se logra cortar el flujo de corriente de la línea DC y evitar daños en los elementos del sistema.

3.1.1 Sistema de prueba modelo Benchmark HVDC del CIGRE

El sistema de prueba HVDC ilustrado en la Figura 3.1 es del tipo monopolar con retorno por tierra, está conformado por estaciones convertidoras de tecnología LCC basadas en tiristores. En este caso el rectificador e inversor son de 12 pulsos y constan de un sistema de control para cada uno de ellos. Además, tiene filtros en el lado AC para la mitigación de armónicos generados por las estaciones convertidoras. La red AC al cual está conectado el HVDC está representada mediante una fuente de voltaje equivalente de Thévenin con una impedancia de fuente equivalente, la frecuencia de la red AC es de 50 Hz. El modelo detallado es presentado en [20].

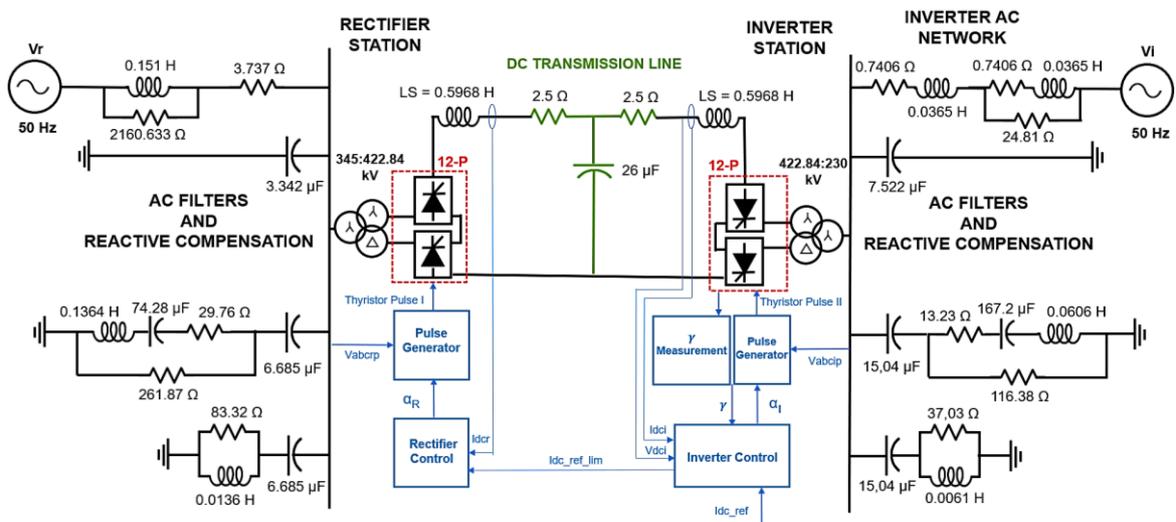


Figura 3.1. Modelo Benchmark HVDC-LCC monopolar con retorno por tierra del CIGRE [20].

En el lado DC de los convertidores se tienen reactores de filtrado (Smoothing Reactor - LS). La línea de transmisión tiene una longitud de 179 km con un voltaje y corriente nominal de 500 kV y 2 kA, respectivamente, y una potencia de 1000 MW. El resumen del modelo HVDC del CIGRE se presenta en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Parámetros del sistema HVDC del CIGRE [20].

Parámetro	Rectificador	Inversor
Frecuencia del sistema	50 Hz	50 Hz
Voltaje AC Base	345 kV	230 kV
Voltaje DC nominal	500kV	500kV
Corriente DC nominal	2 kA	2kA
Voltaje de la fuente	1.088∠22.18	0.935∠ - 23.14
Parámetros de la línea DC		
R	5 Ω	
C	26 uF	
Smoothing Reactor = 0.5968 H		

La implementación del modelo Benchmark HVDC del CIGRE en ATPDraw se basa en el diagrama mostrado en la Figura 3.1. Además, para la línea de transmisión DC se considera una red equivalente T, con los datos indicados en la Tabla 3.1. Adicionalmente, se modela los sistemas de control tanto para el rectificador como el inversor. El sistema de control es considerado el elemento más importante y complejo dentro del sistema HVDC, debido a que en su mayoría se encarga de determinar las propiedades de operación del sistema HVDC y a su vez tomar acciones de control que permite minimizar el efecto causado por fallas.

Control del Rectificador

El sistema de control indicado en el esquema de la Figura 3.2 tiene la función principal de controlar y mantener constante la corriente del sistema HVDC, posee como entradas la corriente de la línea (i_{dcr}) medida mediante un transductor y un valor de referencia límite ($i_{dc_ref_lim}$). Las dos variables se comparan y se obtiene una corriente de error la cual ingresa a un controlador proporcional – integral del cual se obtiene el ángulo (β_{rect}), que posteriormente es restado 180° para obtener (α_R), ángulo que permite el control de disparo de la estación rectificadora. La modelación en ATPDraw se realiza en base al diagrama de bloques, con la definición de variables de entrada, salida, planteo de ecuaciones y

funciones de transferencias dentro del bloque model, luego es conectado a un rectificador de 12 pulsos el cual se controla mediante α_R [6].

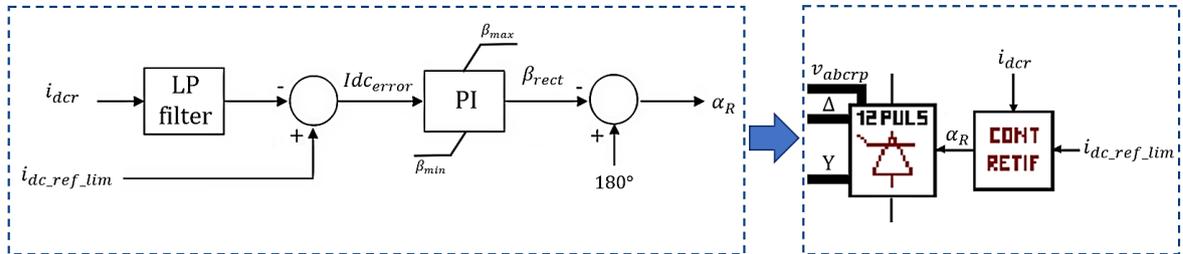


Figura 3.2. Diagrama de bloques del control del rectificador con su representación en ATPDraw [20], [21]

Control del Inversor

El diagrama de bloques presentado en la Figura 3.3 consta de tres partes: limitador de corriente de falla, control de corriente y control del ángulo de extinción γ . Para el caso del limitador de corriente de falla, el cual actúa en primera instancia ante una falla, es el encargado de limitar la corriente en base al VDCOL (Limitador de corriente dependiente del voltaje), que tiene el objetivo de reducir la corriente de referencia límite ($i_{dc_ref_lim}$) del rectificador cuando el voltaje tiende a ser muy bajo, esto por consecuencia de una falla a tierra en la línea DC. El control de corriente para el inversor entra a funcionar en el caso de que el rectificador no pueda continuar con el control de la corriente, además que su ángulo de disparo se fija en el valor mínimo.

El control de ángulo de extinción γ , el cual representa la diferencia entre el ángulo de cierre de las válvulas y el ángulo de 180° , establece un límite inferior γ_{min} debido a que, con esta restricción de protección, permite establecer el tiempo suficiente para que las válvulas se apaguen antes del final de un medio ciclo. Posteriormente pasa por un control PI el cual permite ajustar el ángulo, por último, se establece el máximo valor de ángulo entre el control de corriente y el control de ángulo de extinción para después ser restado 180° y obtener el ángulo de disparo del inversor, el cual permite el control del inversor de 12 pulsos [6].

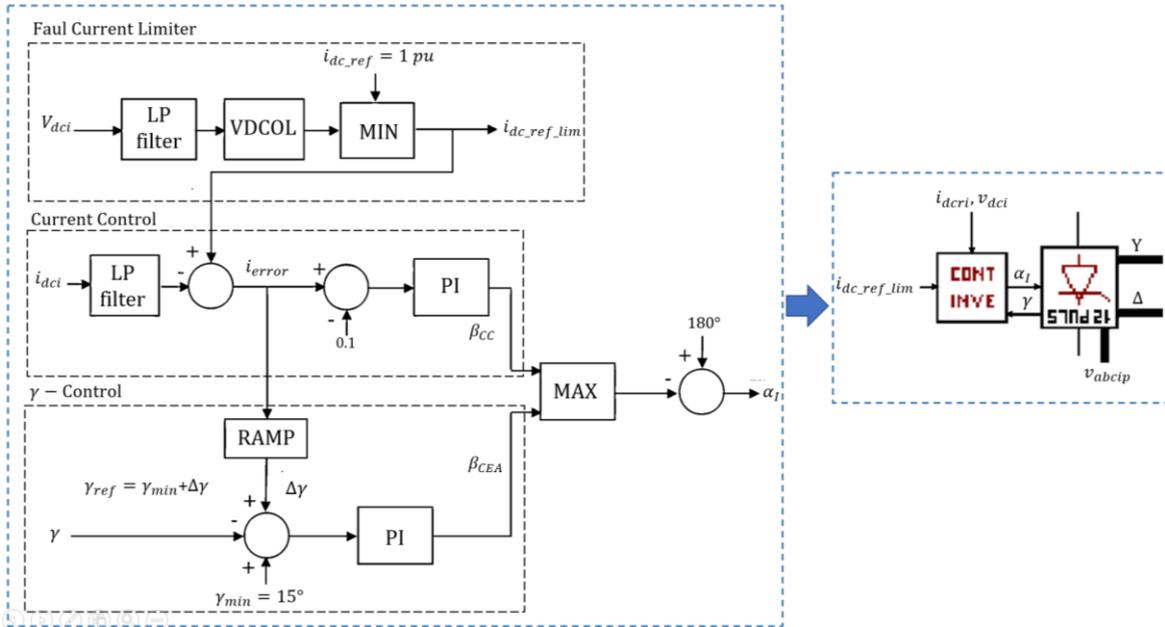


Figura 3.3. Diagrama de bloques del control del inversor con su representación en ATPDraw [20], [21].

Finalmente, el sistema completo de prueba implementado en ATPDraw se presenta en la Figura 3.4.

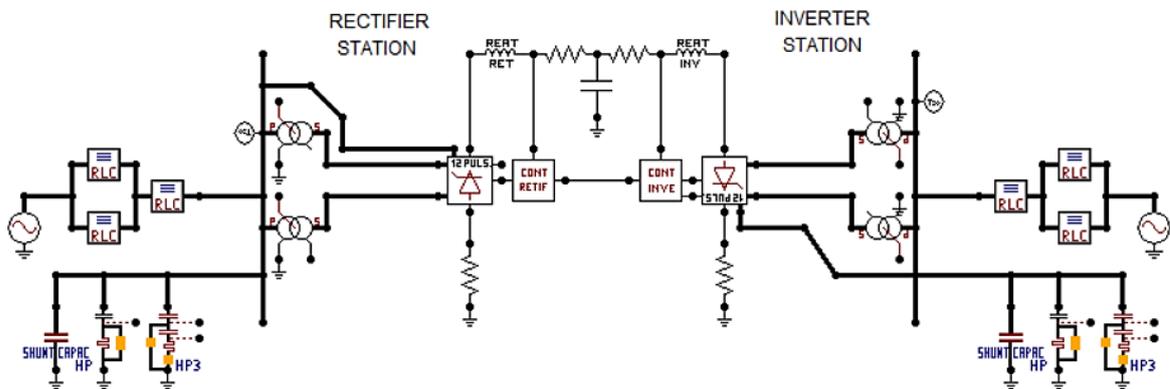


Figura 3.4. Modelación en ATPDraw del modelo de Benchmark HVDC-LCC del CIGRE [22].

Es evidente que el flujo de potencia va desde la estación rectificadora a la estación inversora. En condiciones de prefalla, las señales de voltaje y corriente mostradas en la Figura 3.5 y Figura 3.6, respectivamente, se observa que, durante la simulación una vez que se estabiliza la señal, se establecen las condiciones nominales (500 kV, 2000 A). Además, se observan las formas de onda correspondiente al convertidor de puente trifásico de 12 pulsos.

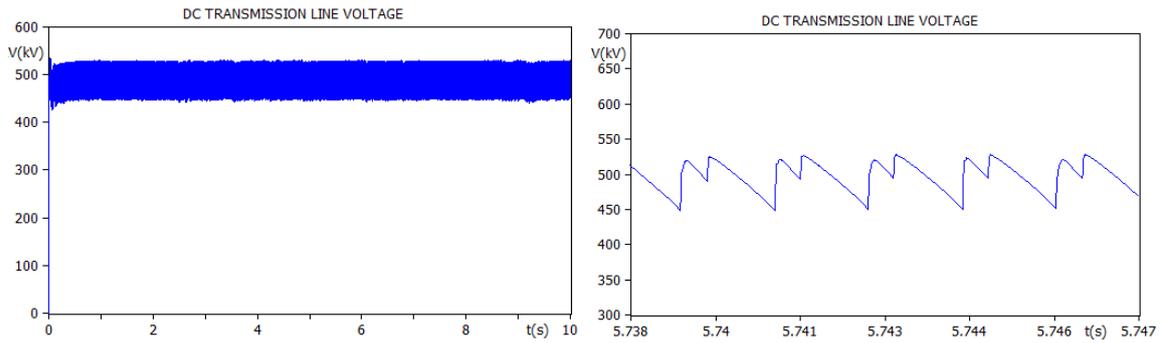


Figura 3.5. Voltaje en la línea de transmisión DC.

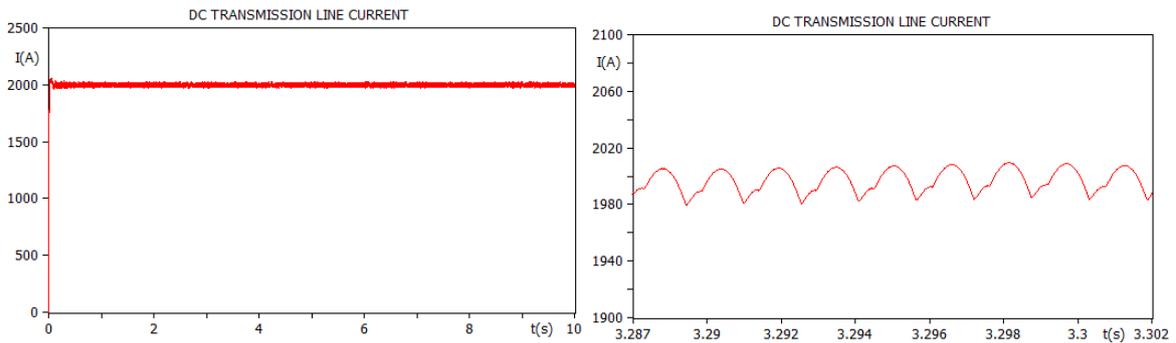


Figura 3.6. Corriente en la línea de transmisión DC.

Los ángulos de disparo para el control de las estaciones convertoras en condiciones de operación normal se observa en la Figura 3.7, con valores aproximados de 17° y 141° para la estación rectificadora e inversora, respectivamente.

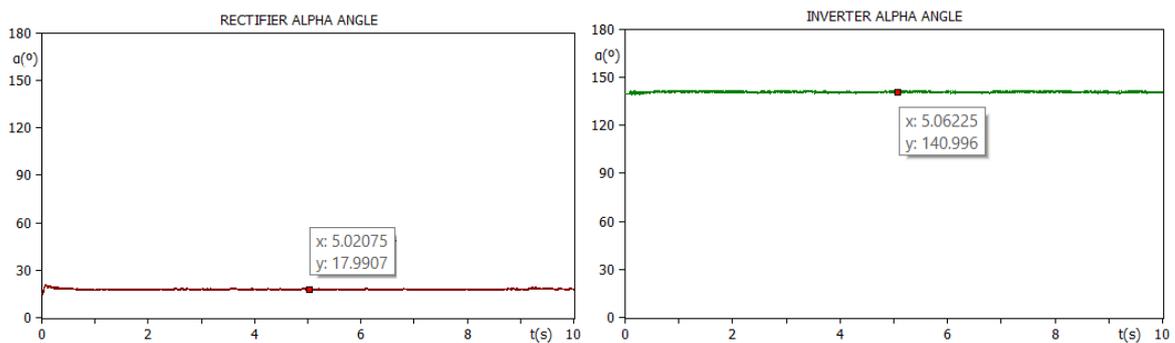


Figura 3.7. Ángulos de disparo α_R y α_I de la estación rectificadora e inversora.

Para el análisis de las protecciones de sobrecorriente y sobrevoltaje se consideran las gráficas en por unidad mostradas en la Figura 3.8.

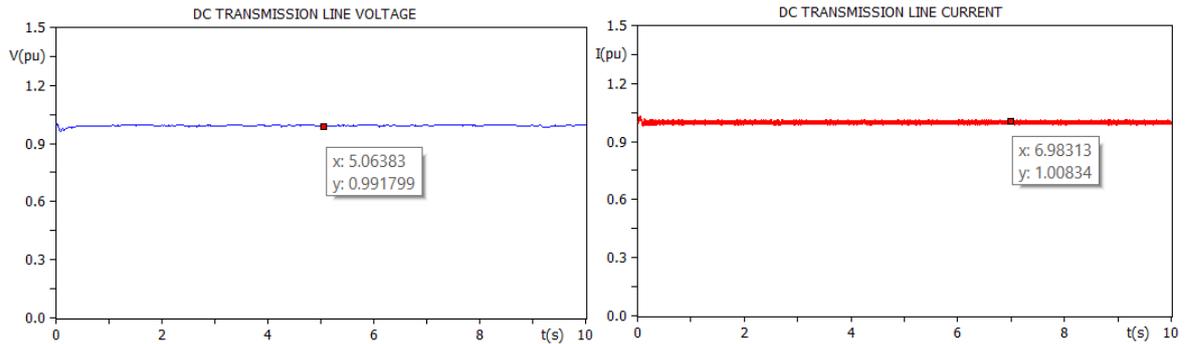


Figura 3.8 Voltaje y corriente en la línea de transmisión DC expresado en por unidad.

3.1.2 Protección de sobrecorriente de fallas a tierra

Para la determinación del ajuste de la protección de sobrecorriente se plantea el evento de falla de polo a tierra en la mitad de la línea de transmisión, en el instante 5 segundos, con una resistencia de falla de $0.1\ \Omega$ (ver Figura 3.9).

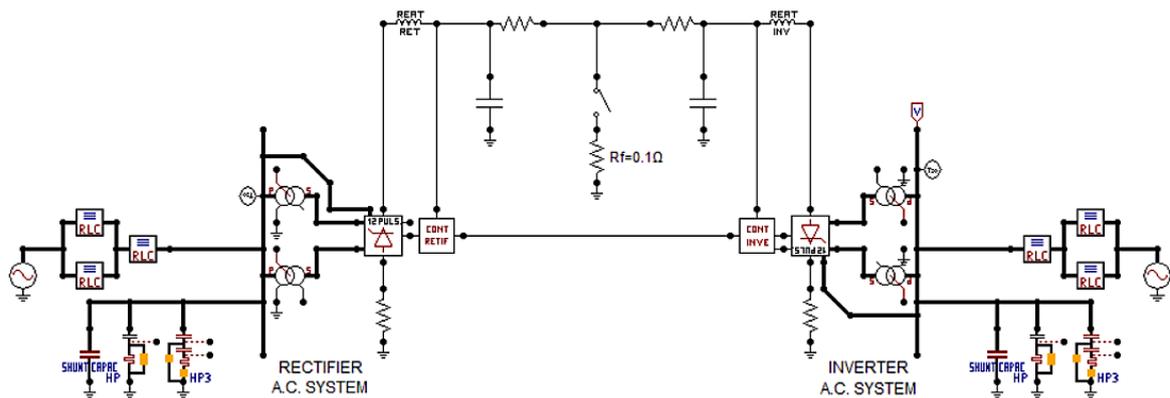


Figura 3.9 Evento de falla de polo a tierra a la mitad de la línea de transmisión DC.

Cuando se produce la falla, se observa en la Figura 3.10 que el voltaje tiende a disminuir hasta estabilizarse en cierto valor.

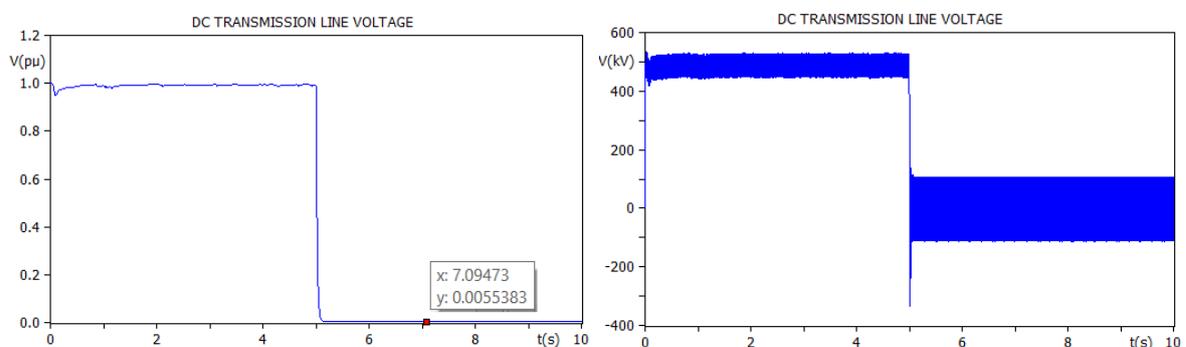


Figura 3.10. Voltaje de la línea de transmisión DC en un evento de falla de polo a tierra a la mitad de la línea.

Por lo tanto, al disminuir el voltaje actúa el sistema de control, siendo éste la protección de sobrecorriente para los elementos y equipos de las estaciones conversoras, evitando que la corriente continúe con su crecimiento, esto debido al limitador de corriente dependiente de voltaje (VCDOL), el cual posee el control del inversor (Figura 3.3), que para este sistema es de tipo estático. La representación gráfica del funcionamiento del limitador de corriente se evidencia en la Figura 3.11 en donde, al disminuir el voltaje producto de la falla de polo a tierra, tiene como efecto la disminución de la corriente.

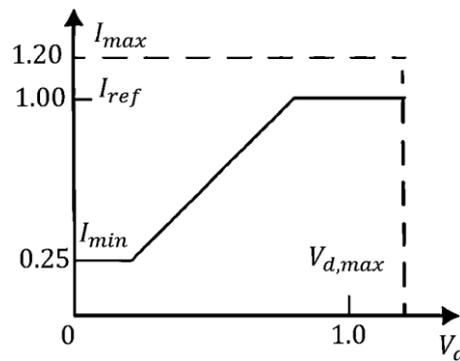


Figura 3.11. Funcionamiento del limitador de corriente dependiente del voltaje tipo estático [6].

La respuesta del sistema de control es de aproximadamente 4 ms, llegando a alcanzar un valor de corriente de 1.7 p.u. hasta su actuación (Ver Figura 3.12).

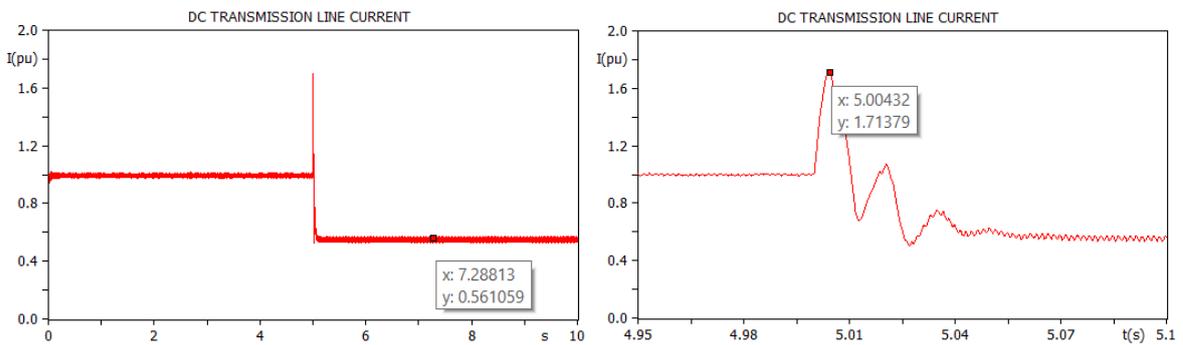


Figura 3.12 Corriente de la línea de transmisión DC expresado en p.u. en un evento de falla de polo a tierra a la mitad de la línea.

Los valores expresados en amperios se puede observar en la Figura 3.13.

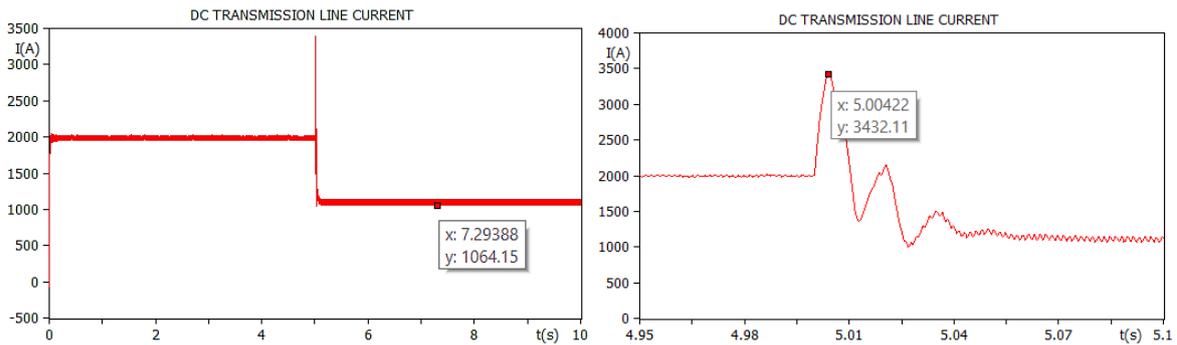


Figura 3.13. Corriente de la línea de transmisión DC expresado en amperios en un evento de falla de polo a tierra a la mitad de la línea.

La acción de control que permite la protección de sobrecorriente se evidencia en la variación de los ángulos de disparo ilustrados en la Figura 3.14 para el rectificador e inversor, donde se observa un aumento y disminución respectivamente en el instante de la perturbación.

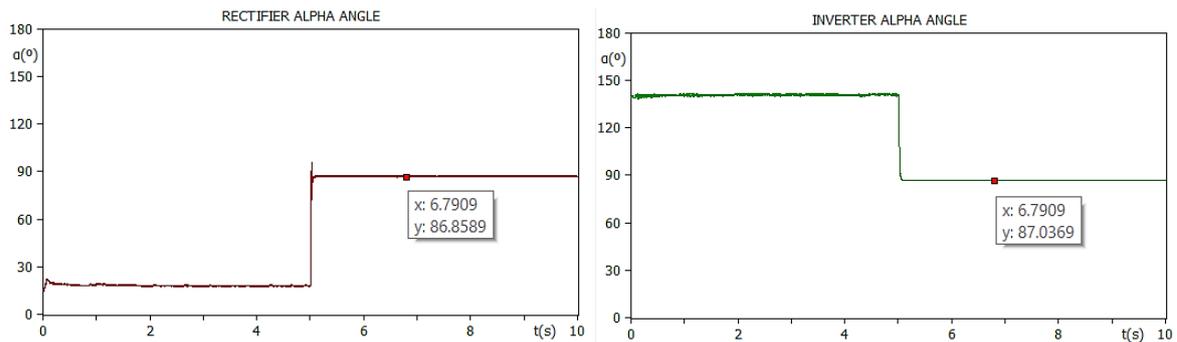


Figura 3.14. Ángulos de disparo α_R y α_I de la estación rectificadora e inversora.

El limitador de corriente es la protección de sobrecorriente ante fallas de polo a tierra, esto considerando que en un instante de tiempo de aproximadamente 4 ms existe un pico de corriente que el sistema puede soportar durante un periodo, siempre y cuando el aislamiento y la capacidad de sobrecarga de las válvulas de los tiristores lo permita. Además, es necesario aislar y despejar la falla debido a que no se extinguirá por sí sola, es por eso que, es necesario reducir a cero la corriente y esperar que el arco se desionice. Para este sistema se considera el esquema de despeje con Breaker AC, el cual consta del disparo del breaker desde el lado AC en los terminales de las estaciones convertoras, esto mediante la detección de una variación de corriente en la línea de transmisión, la cual es medida por un transductor. En la Figura 3.15 se observan las líneas de color azul que representan el sistema de protección implementado.

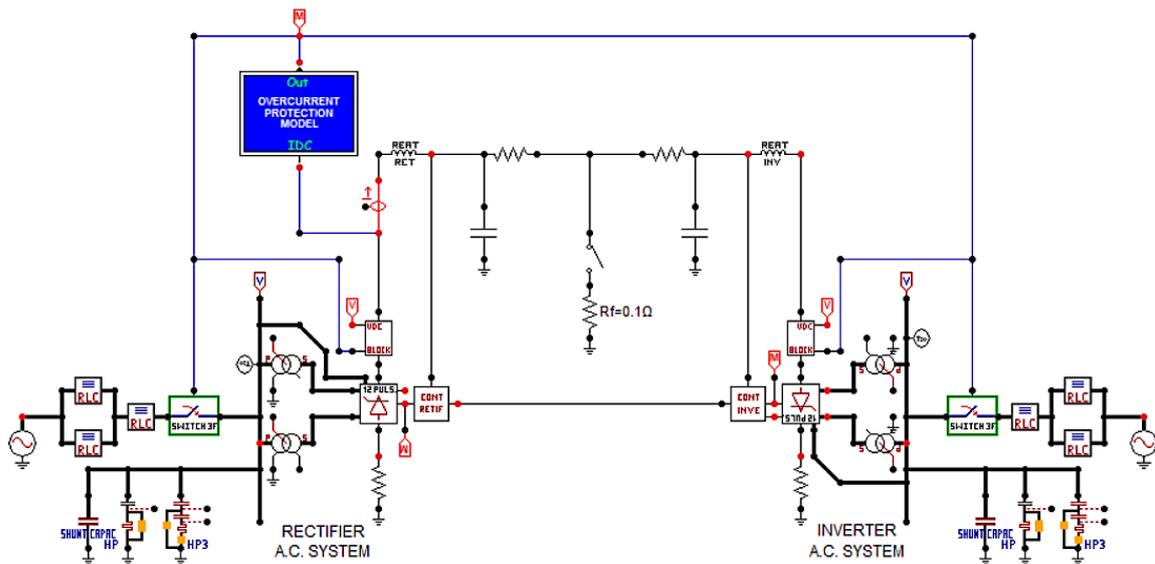


Figura 3.15 Modelo de despeje de falla mediante el breaker AC en ATPDraw.

Para la simulación del Breaker AC se utiliza un TACS switch para cada fase como se muestra en la Figura 3.16. Cuando la señal de control es 1, el interruptor se cierra y cuando el valor es 0 el interruptor se abre.

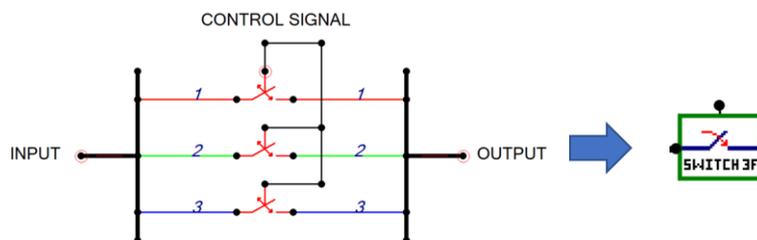


Figura 3.16 Modelación del Breaker AC con TACS switch en ATPDraw.

Para el ajuste de la protección de sobrecorriente se consideran los parámetros propuestos por [3]. El esquema de protección que se utiliza es el despeje mediante interruptor AC cuyo funcionamiento se basa en el envío de una señal de control proporcionado por el modelo de protección de sobrecorriente creado mediante el bloque MODEL. La selección del tiempo de retardo es de 100 ms, pues ello permite asegurar que en efecto se trate de una falla y no de un evento transitorio, los ajustes planteados por otros autores se pueden visualizar en ANEXO 3. En la Tabla 3.2 se presenta el resumen del ajuste propuesto para la protección de sobrecorriente en este sistema HVDC.

Tabla 3.2 Ajuste de la protección de sobrecorriente.

Tipo de falla	Esquema de protección	Salida de la protección	Parámetro de ajuste	Valor
Falla de polo a tierra	Mediante Breaker AC	Envío de señal de control al Breaker	I_{setting}	$1.6 \cdot I_{\text{Nominal}}$
			t_{delay}	100 ms

Con los valores propuestos en la Tabla 3.2 se configura la protección de sobrecorriente modelada en ATPDraw. Adicionalmente, se agrega el valor de la corriente nominal del sistema HVDC y se coloca el valor de 1 indicando que la protección se encuentra activada. Esto se muestra en la Figura 3.17.

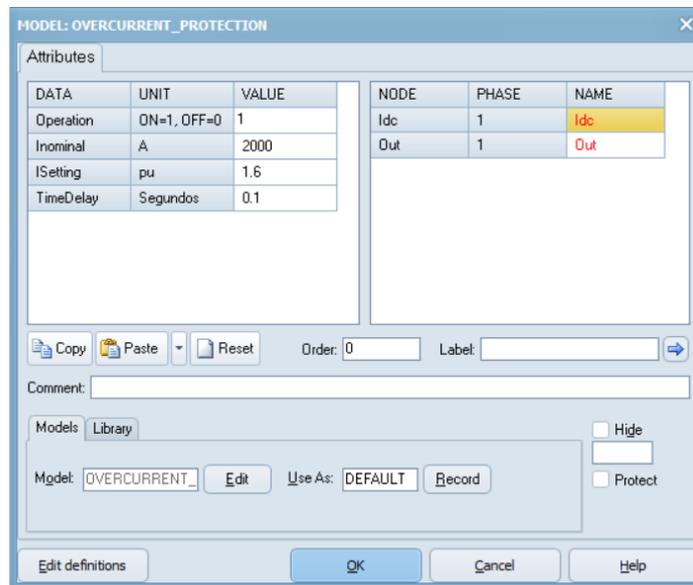


Figura 3.17 Ventana de ajuste del modelo de protección de sobrecorriente.

En la Figura 3.18 se visualiza la actuación de la protección de sobrecorriente ante una falla de polo a tierra a la mitad de la línea. Se observa que la corriente, una vez que alcanza el valor de 1.6 p.u., inicia la cuenta del tiempo para ordenar el disparo de los interruptores conectados en el lado de corriente alterna de los convertidores. Como se mencionó anteriormente, el tiempo de retardo es de 100 ms, el cual actúa sobre el interruptor AC mediante la señal de control, siendo cero amperios el valor de corriente que permite la apertura de interruptor en el lado AC. Este tiempo de retardo permite mejorar la confiabilidad del sistema evitando aperturas innecesarias debido a transitorios.

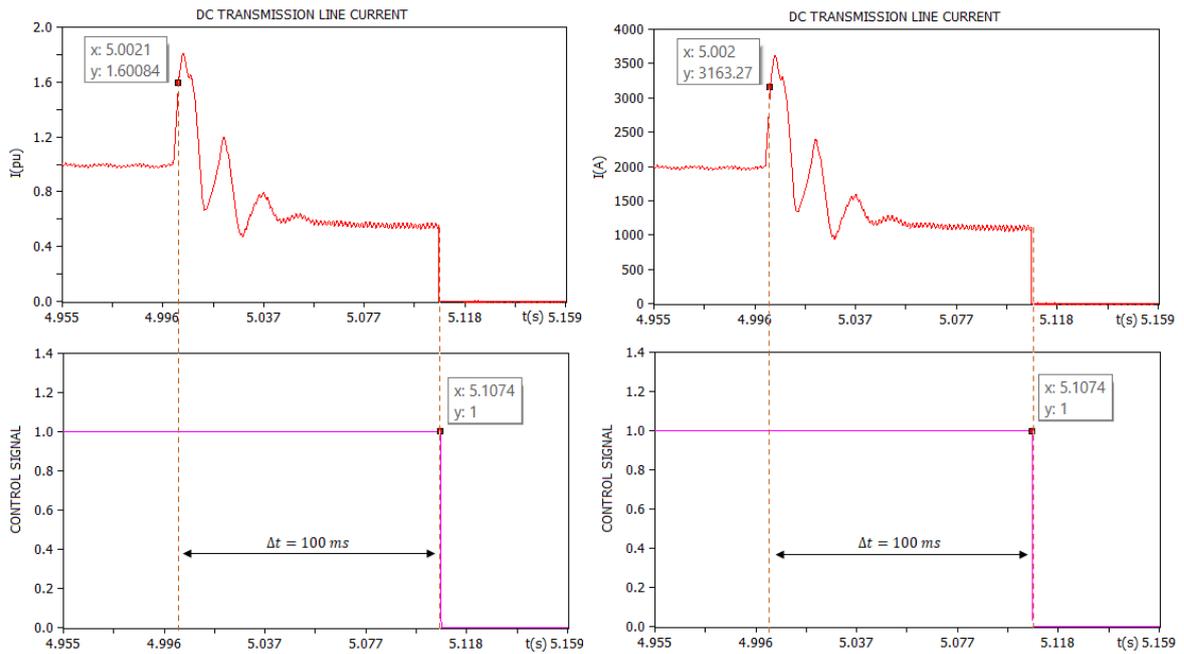


Figura 3.18. Comportamiento de la corriente ante la actuación de la protección de sobrecorriente frente a una falla monopolar a la mitad de la línea.

Con respecto al voltaje en la línea, se observa en la Figura 3.19 su descenso al valor de 0 V en el instante de la apertura del interruptor AC.

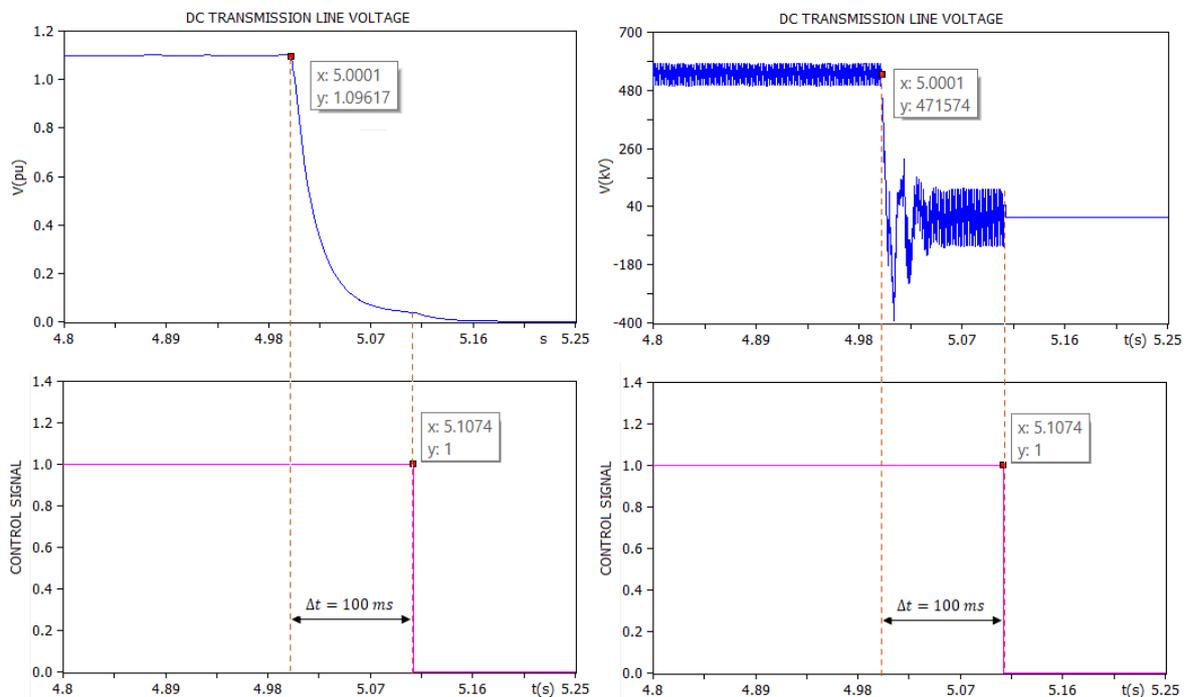


Figura 3.19. Comportamiento del voltaje ante la actuación de la protección de sobrecorriente frente a una falla monopolar a la mitad de la línea.

Finalmente, se resalta que, con el ajuste establecido para la protección de sobrecorriente, se analizó el funcionamiento de ésta para fallas en distintos puntos de la línea, y se obtuvo como resultado su operación correcta para todos los casos. La Figura 3.20 muestra la operación de esta protección para el caso de fallas simuladas al 10%, 50% y 90% de la línea DC.

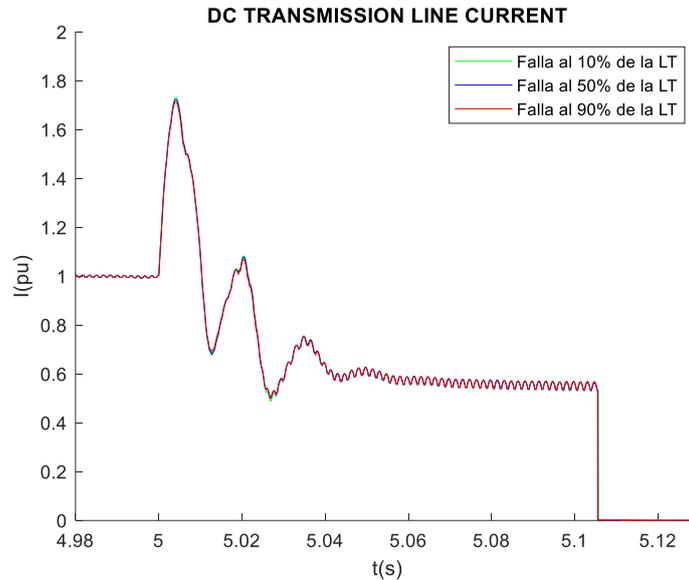


Figura 3.20 Operación de la protección de sobrecorriente para distintos puntos de la línea.

Adicionalmente, en la Figura 3.21 se observa una pequeña variación con respecto a la corriente máxima de falla que se alcanza antes de que el sistema de control actúe. Se observa que el pico se incrementa mientras más cerca se encuentra del rectificador.

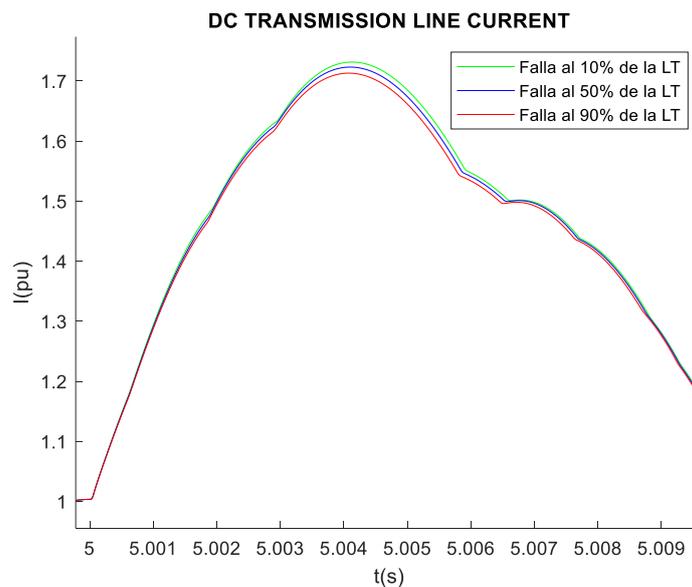


Figura 3.21 Corriente máxima para fallas de polo a tierra en distintos puntos de la línea.

3.1.3 Protección de sobrevoltaje

Para este caso se produce el sobrevoltaje mediante la simulación del conductor roto, creada en ATPDraw, el cual tiene como parámetro de configuración el tiempo en que se produce rotura de la línea. Para la simulación se realiza la apertura a la mitad de la línea como se observa en la Figura 3.22.

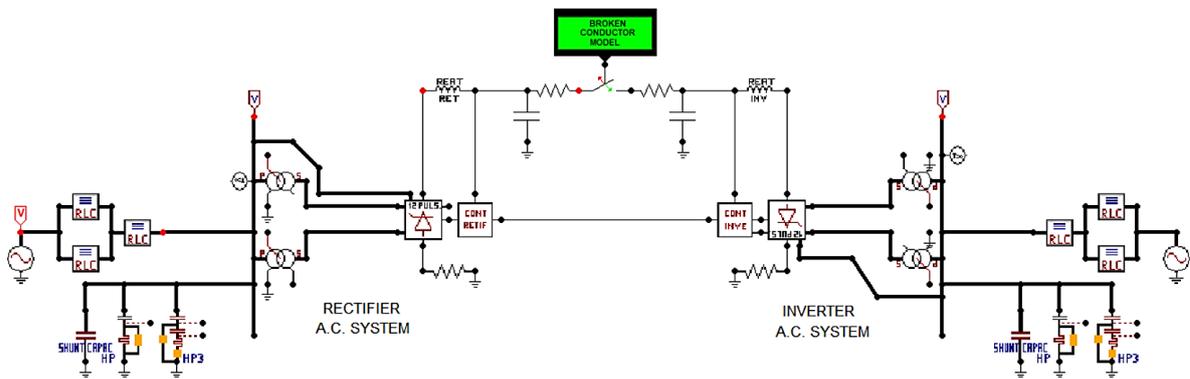


Figura 3.22. Evento de conductor roto a la mitad de la línea de transmisión DC.

Para la simulación se establece el tiempo de 5 segundos en el que se produce la rotura del conductor (apertura) de la línea de transmisión de DC (ver Figura 3.23).

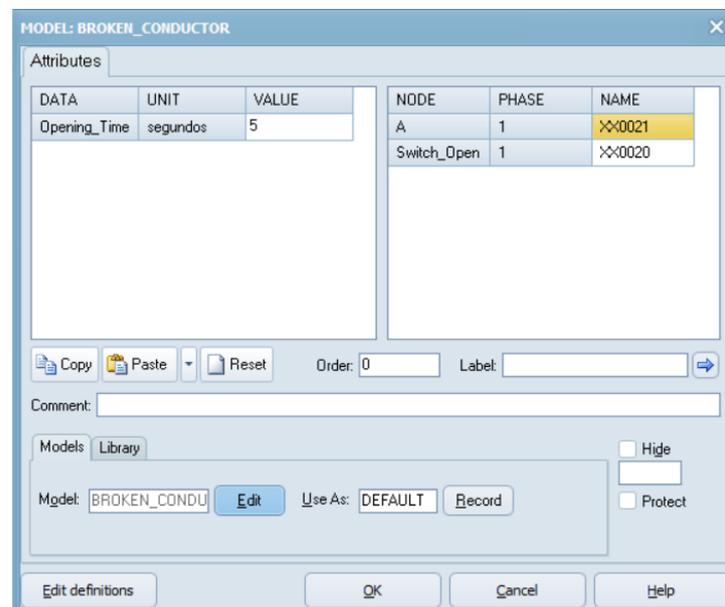


Figura 3.23 Configuración del tiempo de rotura de la línea.

En el instante en que se produce la rotura del conductor se observa, en la Figura 3.24, como el voltaje tiende a incrementarse de manera súbita, tal es el caso que en un tiempo aproximado de 10 ms su magnitud prácticamente se duplica, efecto que puede provocar daños en los elementos de las estaciones convertoras.

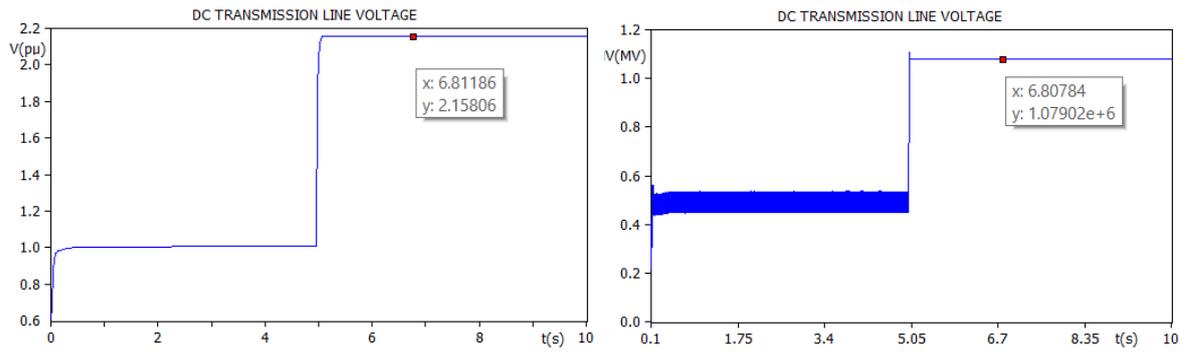


Figura 3.24. Voltaje en p.u. y voltios en la línea de transmisión DC en un evento de conductor roto.

En la Figura 3.25 se comprueba la rotura del conductor de línea en el instante de 5 segundos, mediante la visualización de la corriente que cae a cero.

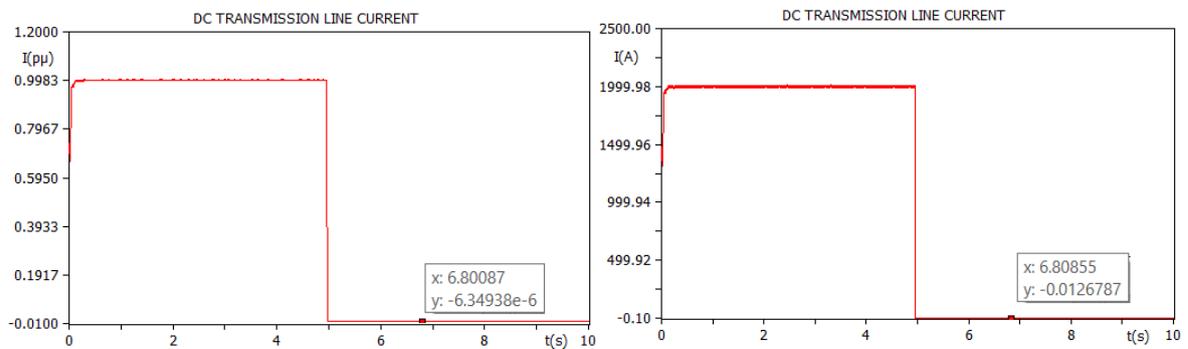


Figura 3.25. Corriente en p.u. y amperios en la línea de transmisión DC en un evento de conductor roto.

Para la implementación de la protección de sobrevoltaje en la línea de transmisión DC, la cual se observa en la Figura 3.26 se considera aislar el sistema mediante interruptores en AC y el bloqueo de convertidores. Todo el sistema de protección contra sobrevoltaje se presenta de color azul.

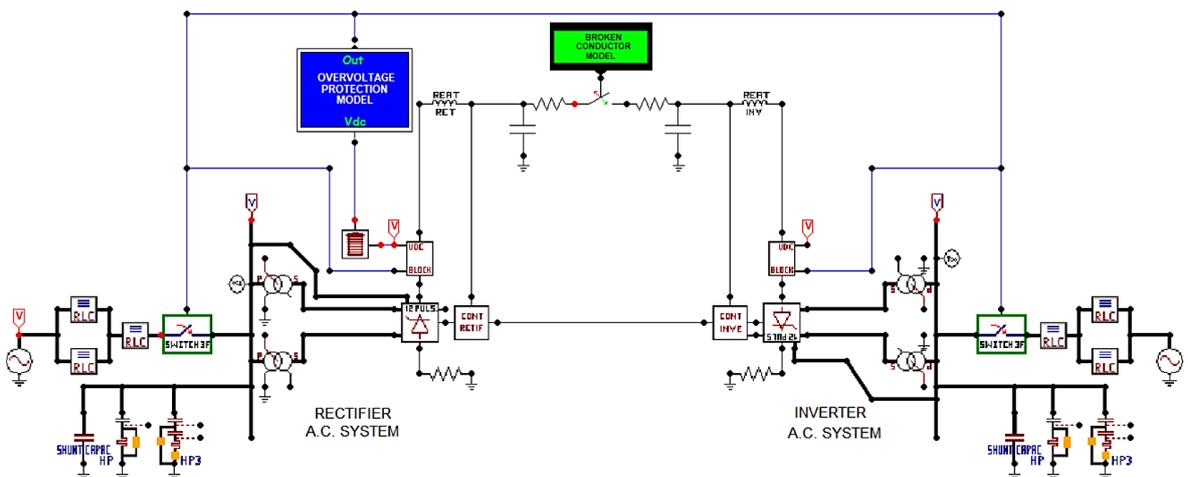


Figura 3.26. Modelo de protección de sobrevoltaje en ATPDraw.

Para el ajuste de la protección de sobrevoltaje se consideran los parámetros propuestos por [12]. En la Tabla 3.3 se presenta el ajuste propuesto para la protección de sobrevoltaje del sistema HVDC bajo análisis, los resultados obtenidos al utilizar varios criterios se consideran en ANEXO 4.

Tabla 3.3 Ajuste de la protección de sobrevoltaje.

Tipo de falla	Esquema de protección	Salida de la protección	Parámetro de ajuste	Valor umbral
Sobrevoltaje por conductor roto	Mediante bloqueo de convertidores y Breaker AC	Envío de señal de control al convertidor y al Breaker AC	V_{dc_lim}	1.15 V

Con los datos indicados en la Tabla 3.3 se configura la protección de sobrevoltaje en el modelo desarrollado en ATPDraw. Adicionalmente, se agrega el valor del voltaje nominal del sistema HVDC en kV, y se coloca el valor de 1 indicando que la protección se encuentra “activada”, como se observa en la Figura 3.27.

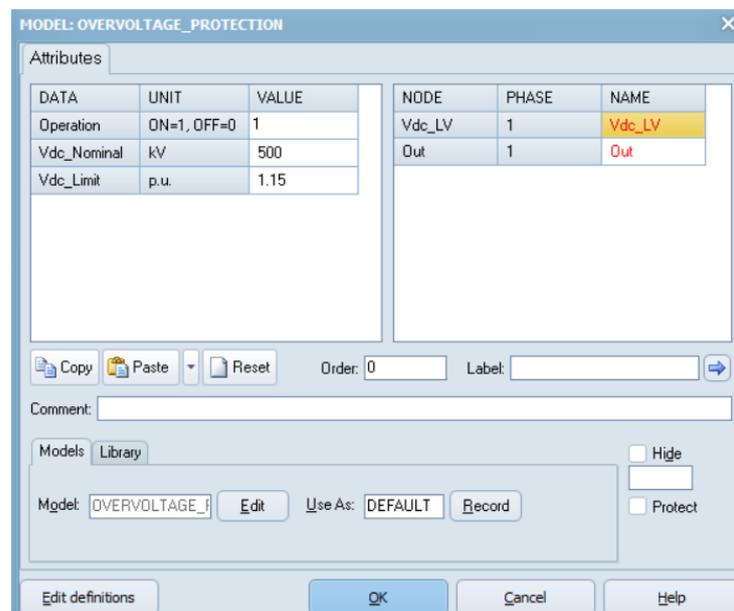


Figura 3.27. Ventana de ajuste del modelo de protección de sobrevoltaje.

La actuación de la protección ante el evento simulado de conductor roto se evidencia en la señal de voltaje presente en la línea de transmisión que se ilustra en la Figura 3.28. El valor de sobrevoltaje máximo que se configuró (umbral) es de 1.15 p.u.; posterior a ello, y una vez que el voltaje de la línea supera el valor umbral ajustado, el elemento (línea DC) se desconecta mediante la operación de los interruptores del lado AC.

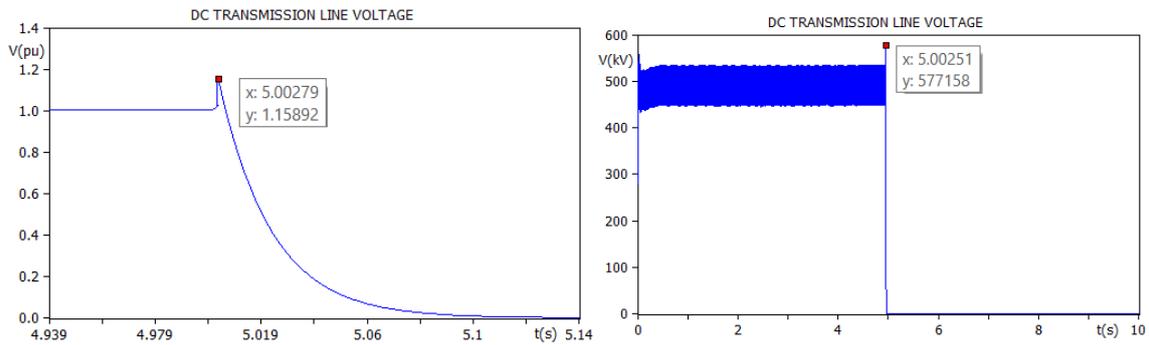


Figura 3.28. Comportamiento del voltaje frente a la actuación de la protección de sobrevoltaje ante un evento de conductor roto.

La señal de corriente de la línea DC muestra la desconexión del elemento a los 5s de simulación (Figura 3.29), lo cual fue provocado por la operación de la protección de sobrevoltaje.

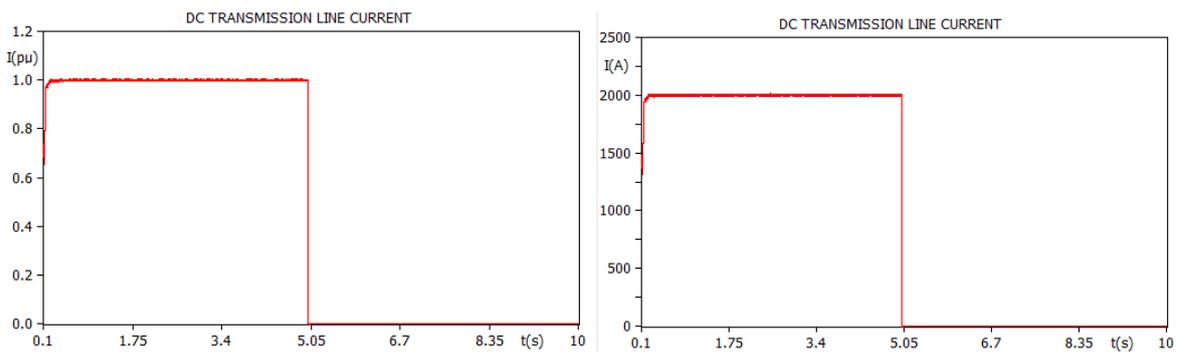


Figura 3.29 Comportamiento de la corriente frente a la actuación de la protección de sobrevoltaje ante un evento de conductor roto.

Más eventos de conductor roto fueron simulados y analizados a lo largo de la línea de transmisión DC, y en todos los casos se verificó una operación adecuada de la protección de sobrevoltaje con los ajustes establecidos.

En función de los resultados obtenidos para el caso de las dos protecciones estudiadas: sobrecorriente y sobrevoltaje, se generó la guía de ajuste de las mismas, guías que se detallan en el ANEXO 1 y ANEXO 2 , respectivamente.

3.2 CONCLUSIONES

- Las protecciones en un sistema DC como es el caso del HVDC resulta ser diferente a comparación de sistema AC, debido a que las protecciones se encuentran dentro del sistema de control, ya que se procesa constantemente las señales de corriente y voltaje para su funcionamiento. Las guías propuestas hacen énfasis en parámetros de ajustes y las acciones que se toman una vez identificado la perturbación.
- La literatura técnica menciona que la mitigación de sobrecorrientes se realiza mediante acción de control, esto por ser una parte innata del mismo sistema, si bien la acción de control permite la reducción de la corriente de falla, es necesario aislar y despejar la falla por los distintos esquemas que plantean los autores, esto con una corriente de ajuste que permita identificar la perturbación y un tiempo de retardo para evitar los disparos incensarios por transitorios.
- Los sobrevoltajes producidos en la línea DC son mitigados mediante acciones de control, en función de un voltaje de ajuste máximo que son capaces de resistir los elementos que se encuentran sometidos al voltaje de la línea DC. Las acciones que se toman posterior a la identificación de la falla varían, como es el caso del evento de perturbación de desconexión de carga, no es necesario aislar todo el sistema como sucede en el evento de perturbación de conductor roto.
- ATPDraw es un software que permite el análisis de estudios de transitorios electromagnéticos, ideal para realizar estudios de protecciones en DC. La validación de las protecciones se realizó en el modelo de Benchmark HVDC del CIGRE. Los algoritmos de las protecciones se basaron en el esquema general de protecciones en HVDC correspondiente al diferencial del voltaje y corriente.
- El establecimiento de parámetros de configuración general en los modelos de las protecciones creadas en ATPDraw, permite que el mismo modelo de protección pueda ser utilizado en otros sistemas HVDC con características distintas de voltaje y corriente nominal.
- La guía propuesta para la protección de sobrecorriente es planteada en base a rangos y valores referenciales dependiendo del tipo de esquema de protección que se desee implementar, para este trabajo se hace énfasis en el despeje mediante interruptor AC, en el cual se establece cuatro niveles que pueden ser ajustados.

- En la guía de ajuste de la protección de sobrevoltaje, se plantea como primera instancia la identificación del evento de perturbación, esto puede ser por desconexión de carga o conductor roto. La guía hace énfasis en el evento de perturbación de conductor roto, el cual se estableció un voltaje límite de referencia correspondiente a 1.15 p.u.
- Las tecnologías de medición de corriente son una parte importante, debido a que estos elementos permiten capturar las señales transitorias necesarias para el análisis de la protección de sobrecorriente. La elección de este elemento dependerá del método que se seleccione para la detección de falla (esquemas de protección en sistemas HVDC).
- El tiempo de retardo de la protección de sobrecorriente que se establece en base a experiencias en protecciones de HVDC está en el rango de 50 a 100 ms, esto con el objetivo de asegurar confiabilidad y evitar disparos innecesarios.
- La falla polo a tierra permanente se ve reflejado en la caída de voltaje con una tasa rápida de cambio. Por acción del limitador de corriente dependiendo de voltaje que tiene el sistema de control, la corriente también tiende a disminuir durante la falla, con un tiempo de respuesta de aproximadamente 5 ms que tiene el sistema de control.
- La perturbación de conductor roto se ve reflejado en el crecimiento del voltaje con una tasa rápida de cambio, en la simulación alcanza un valor de dos veces su valor nominal. Por lo tanto, la actuación de la protección de sobrevoltaje debe ser ante una mínima variación, siempre y cuando sea identificado de manera correcta que se trata un evento de conductor roto, puesto que las acciones que se toman son de aislar el sistema.
- En ajuste de la protección de sobrecorriente se debe considerar un tiempo de retardo el cual también garantice la coordinación con las demás protecciones, este tiempo de retardo seleccionado tiene el objetivo de no producir disparos innecesarios por transitorios, para el sistema seleccionado se consideró un tiempo de retardo de 100 ms.
- Para el ajuste de la protección de sobrevoltaje se vio viable el voltaje límite de 1.15 p.u. debido a que, en condiciones normales de operación, el voltaje en el sistema no supera dicho valor, este valor se ajusta al sistema y evita operaciones erróneas de protección.

3.3 RECOMENDACIONES

- Modelar los elementos de corte en el sistema como es el interruptor DC, con el objetivo de observar las ventajas que se puede tener al utilizar este esquema de protección.
- Mejorar el algoritmo de los modelos de las protecciones de sobrecorriente y sobrevoltaje utilizado otros esquemas más complejos de protección para sistemas HVDC mencionados en la revisión bibliográfica, con el objetivo de identificar de mejor manera el evento de perturbación y discriminar transitorios.
- Utilizar otro software para el estudio de protecciones DC, como es PSCAD, el cual es comúnmente utilizado para esta clase de estudios en la literatura técnica.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. A. Murillo Zuñiga, «Análisis de fallas en DC en sistemas vsc-hvdc y sus impactos en sistemas AC». Bogotá, junio de 2018.
- [2] K. Jia, C. Chen, Q. Zhao, T. Feng, y H. Liu, «Protection schemes and settings of DC distribution systems». The Institution of Engineering and Technology, 2021.
- [3] K. Kanngiesser, H. Huang, P. Hans, C. Norbet, y G. Wild, «HVDC Systems and Their Planning». SIEMENS.
- [4] C. A. Mendoza Robles, «Diagnóstico del potencial aporte de enlaces HVDC-VSC para otorgar flexibilidad y mejorar la respuesta dinámica en interconexiones regionales». Santiago de Chile, 2018.
- [5] H. D. Pulido Nieto, «Análisis de falla de cortocircuito en sistemas HVDC multiterminal». junio de 2021.
- [6] F. A. Elgueta Jaque, «Control de sistemas HVDC». Santiago de Chile, marzo de 2008.
- [7] I. Rodríguez Freire, «Transporte de energía eléctrica por corriente continua». Cantabria, septiembre de 2016.
- [8] S. Le Blond, R. Bertho J, D. V. Coury, y J. C. M. Vieira, «Design of protection schemes for multi-terminal HVDC systems». ELSEVIER, 2015.
- [9] D. Tzelepis *et al.*, «Voltage and Current Measuring Technologies for High Voltage Direct Current Supergrids: A Technology Review Identifying the Options for Protection, Fault Location and Automation Applications». IEEE, 2020.
- [10] PFIFFNER, «Resistive capacitive voltage divider Outdoor operation Oil insulated - ROF 72 –550 kV». 2020.
- [11] A. Sepehri, «Current Measurement By Zero Flux Current Transformers In Gas Insulated Switchgear(GIS)», *Witchgear*, 2020. <https://switchgearcontent.com/2020/10/12/2336/current-measurement-by-zero-flux-current-transformers-in-gas-insulated-switchgeargis/> (accedido 21 de junio de 2023).
- [12] P. M. Anderson, *Power System Protection*. Piscataway: IEEE Press and Wiley Interscience, 2012.

- [13] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission*, 2nd ed., vol. 29. IET Power and Energy series, 2008.
- [14] A. Wasserrab y G. Balzer, «Calculation of Short Circuit Currents in HVDC Systems», en *2011 46th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC)*, sep. 2011, pp. 1-6.
- [15] M. Barnes, D. S. Vilchis-Rodriguez, X. Pei, R. Shuttleworth, O. Cwikowski, y A. C. Smith, «HVDC Circuit Breakers—A Review», *IEEE Access*, vol. 8, pp. 211829-211848, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3039921.
- [16] M. Bhaskar, C. Badrul, y W. Andrew, «Protection Coordination for Assembly HVdc Breakers for HVdc Multi-Terminal Grids using Wavelet Transform». *IEEE Systems Journal*, 2019.
- [17] «Interruptores automáticos para redes HVDC», *TÉCNICA INDUSTRIAL*, 14 de abril de 2020. <https://www.tecnicaindustrial.es/interruptores-automaticos-para-redes-hvdc/> (accedido 27 de junio de 2023).
- [18] S. Zhang, Y. Li, y F. Wang, «Impact of DC fault in multi-terminal DC grid on connected AC system stability», en *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, oct. 2017, pp. 2651-2658. doi: 10.1109/ECCE.2017.8096500.
- [19] Y. Yoo, S. Jung, y G. Jang, «A study on Overvoltage and Protection of Line-Commutated Converter HVDC Metallic Return Cable», *IFAC-Pap.*, vol. 48, n.º 30, pp. 369-372, ene. 2015, doi: 10.1016/j.ifacol.2015.12.406.
- [20] H. Atighechi *et al.*, «Dynamic Average-Value Modeling of CIGRE HVDC Benchmark System», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, n.º 5, pp. 2046-2054, oct. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2340870.
- [21] M. Mohan y K. Vittal, «Simulation of HVDC Transmission System in PSCAD/EMTDC and Protection Scheme under Fault Condition». Central Power Research Institute, Bangalore, febrero de 2015.
- [22] L. Guilherme Sarcinelli y N. Felipe da Silva, «First Benchmark Model for HVDC Controls in ATP program». X SEPOPE, 2006.

5 ANEXOS

ANEXO 1. Guía de ajuste de la Protección de sobrecorriente.

ANEXO 2. Guía de ajuste de la Protección de sobrevoltaje.

ANEXO 3. Ajustes propuestos por varios autores para la protección de sobrecorriente

ANEXO 4. Ajustes propuestos por varios autores para la protección de sobrevoltaje

ANEXO 1. Guía de ajuste de la Protección de sobrecorriente

La estructuración de la protección de sobrecorriente se realiza en base al bloque MODEL (Figura A1.1) de ATPDraw, el cual permite crear módulos de control mediante un lenguaje programación propio de ATP. Las entradas del modelo deben estar previamente definidas, en este caso se define como entrada de corriente antes de la creación del código.

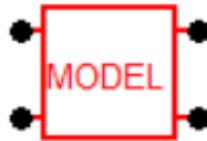


Figura A1.1. Bloque Model de ATPDraw.

El código que permite el funcionamiento de la protección de sobrecorriente mostrado en la Figura A1.2, se compone de la definición de variables de entrada y salida, declaración de variables, inicialización de variable y de la ejecución como tal de las operaciones que depende del tiempo y en base a condiciones establecidas.

```
Model Editor
File Edit View Debug Done Help
1 MODEL OVERCURRENT_PROTECTION
2 comment-----
3 |MODELO DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE |
4 |JORGE PULLOTASIG |
5 | Entrada: Idc, sensa la corriente DC de la L/T |
6 | Salida: SWITCH, comando para cerrar TACS/Switch 3F |
7 |-----endcomment
8 INPUT Idc
9 OUTPUT Out
10 --La salida del modelo debe conectarse al TACS Switch 3F
11
12 DATA Operation, Inominal, ISetting, TimeDelay --Valores a ingresar de la
13 -- corriente nominal, corriente
14 --de ajuste y tiempo de retardo
15 VAR Out, timef, Aux --Declaracion de variables
16
17 --Inicializacion de variables
18 INIT
19 Out:=1 --TACS Switch 3F inicia cerrado
20 timef:=10 --Establece el rango del tiempo maximo
21 Aux:=1
22 ENDINIT
23 --Ejecucion del calculo
24 EXEC
25 Aux:=Inominal*ISetting
26
27 IF (t>2 AND Out=1) THEN
28
29 IF (Idc>Aux) THEN
30 timef:=t+TimeDelay
31 ENDIF
32 IF (t>=timef AND Operation=1) THEN
33 Out:=0 --TACS Switch 3F se abre
34
35 ENDIF
36
37 ENDIF
38 ENDEXEC
39 ENDMODEL
10:57 Modified
```

Figura A1.2. Código del modelo protección de sobrecorriente en ATPDraw.

Para cambiar la forma gráfica del bloque, de forma que se pueda identificar de mejor manera el módulo de protección y variables de entrada y salida, se realiza la edición de bloque colocando textos y dando color. Ver Figura A1.3.

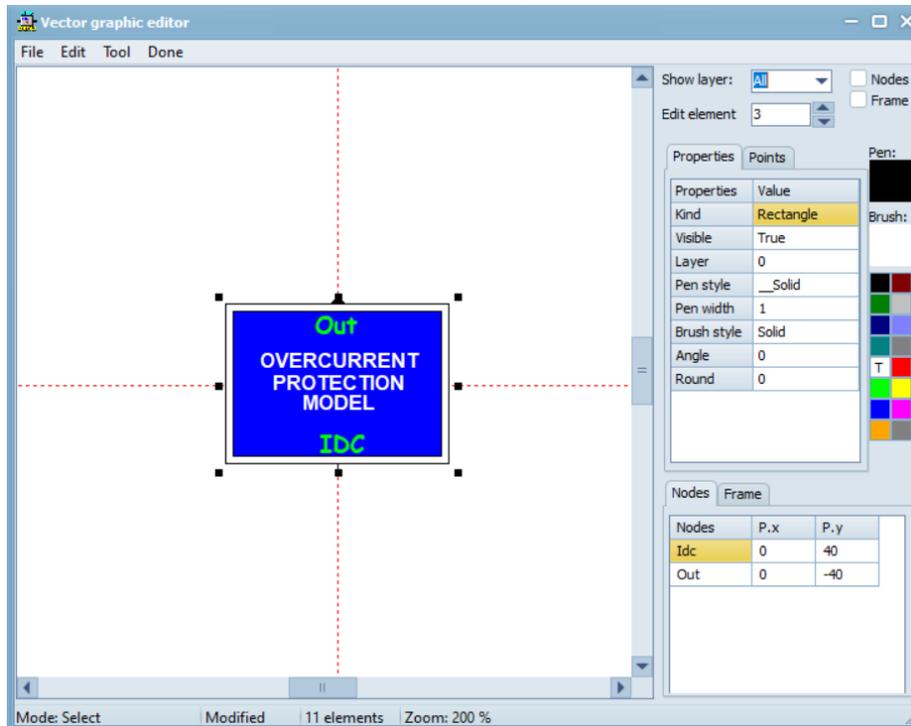


Figura A1.3. Edición gráfica del modelo de protección de sobrecorriente en ATPDraw.

Por último, el modelo de protección de sobrecorriente se conecta a la línea de transmisión del sistema de sistema HVDC, como se muestra en la Figura A1.4.

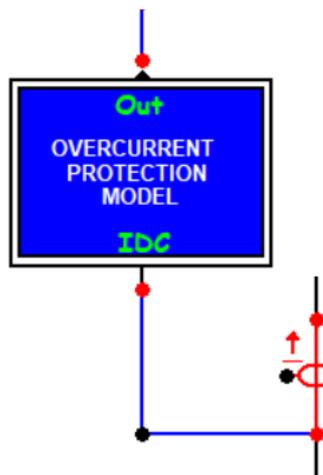


Figura A1.4. Protección de sobrecorriente conectada a línea DC.

Mediante la ventana de configuración se establecen los parámetros de ajuste de la protección de sobrecorriente (ver Figura A1.5). Como se mencionó en el documento principal, los ajustes determinados en este trabajo para la protección de sobrecorriente de la línea DC del sistema de transmisión HVDC, se basan en las propuestas de autores encontradas en la revisión bibliográfica.

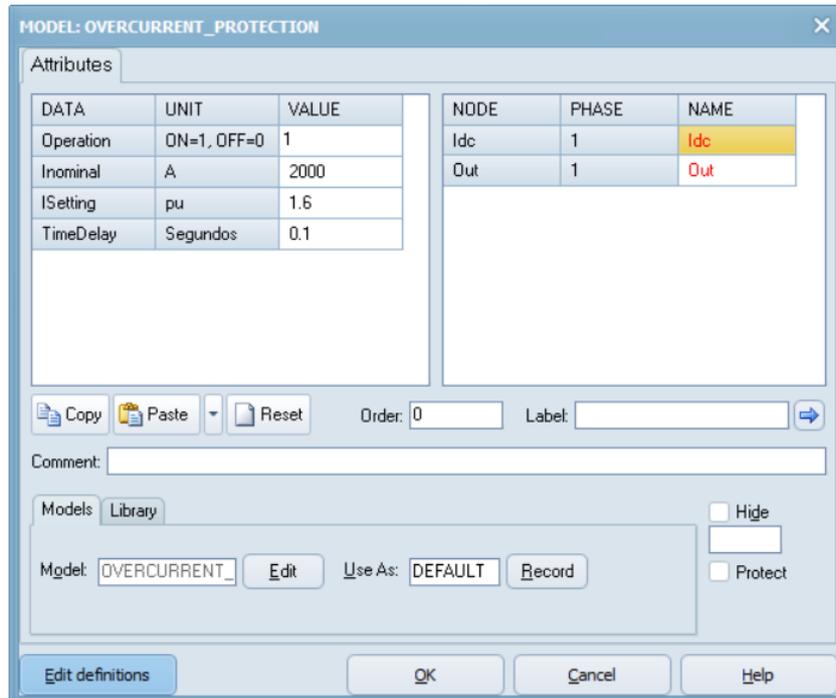


Figura A1.5. Ventana de configuración del modelo de protección de sobrecorriente.

ANEXO 2. Guía de ajuste de la Protección de sobrevoltaje

De la misma forma que la protección de sobrecorriente, el modelo de la protección de sobrevoltaje para la línea del sistema de transmisión HVDC analizado, parte desde el bloque MODEL definiendo previamente a la creación del código, tomando como entrada la señal de voltaje. Ver Figura A2.1.



Figura A2.1. Bloque MODEL de ATPDraw.

El código que permite el funcionamiento de la protección de sobrevoltaje (Figura A2.2) consta de: la definición de variables de entrada y salida, la declaración de variables, la inicialización de variables y de la ejecución como tal de las operaciones que dependen del tiempo y en base a condiciones establecidas (en este caso en base al voltaje máximo permitido).

```
Model Editor
File Edit View Debug Done Help
1 MODEL OVERVOLTAGE_PROTECTION
2 comment-----
3 |MODELO DE PROTECCION DE SOBREVOLTAJE
4 |JORGE PULLOTASIG
5 | Entrada: Vdc, sensa el voltaje DC en la L/T
6 | Salida: Out, comando para el boqueo de los convertidores
7 | y abrir TACS/switch 3F
8 |-----endcomment
9 INPUT Vdc_LV
10 OUTPUT Out
11
12 DATA Operation-- Estado de operacion de la proteccion
13 DATA Vdc_Nominal-- Voltaje Nominal del HVDC
14 DATA Vdc_Limit -- Voltaje limite en pu del HVDC
15
16 VAR Out, Aux, Vdc_HV, R1, R2, C1, C2--variables
17
18 --inicializacion de variables
19 INIT
20 Out:=1 --TACS switch 3F inicia cerrado
21 Aux:=1 --Var. donde se guarda el calculo de la condicion de sobrevoltaje
22 Vdc_HV:=1 --Var. donde se guarda el calculo de del VDC en alto voltaje
23
24 R1:=280000000
25 R2:=69015.87365
26 C1:=0.00000000005
27 C2:=0.00000000005
28 ENDINIT
29 --ejecucion del calculo
30 EXEC
31
32 IF (t>0 AND Out=1) THEN
33 Aux:=(Vdc_Nominal)*1000*Vdc_Limit --condicion de sobrevoltaje
34 Vdc_HV:=Vdc_LV*((R1*((1+R2*C2)/(1+R2*C2)))+R2)/R2
35
36 IF (Vdc_HV>=Aux AND t>1 AND Operation=1) THEN
37 Out:=0 --Se bloquean los convertidores y se abre Switch 3F
38 ENDIF
39 ENDEF
40 ENDEXEC
41 ENDMODEL
1:29 Modified
```

Figura A2.2. Código del modelo de la protección de sobrevoltaje en ATPDraw.

De igual forma, se cambia la forma gráfica del bloque para que se pueda identificar de mejor manera el módulo de protección y las variables de entrada y salida. Para este sistema de protección se estable además el color azul, como muestra la Figura A2.3.

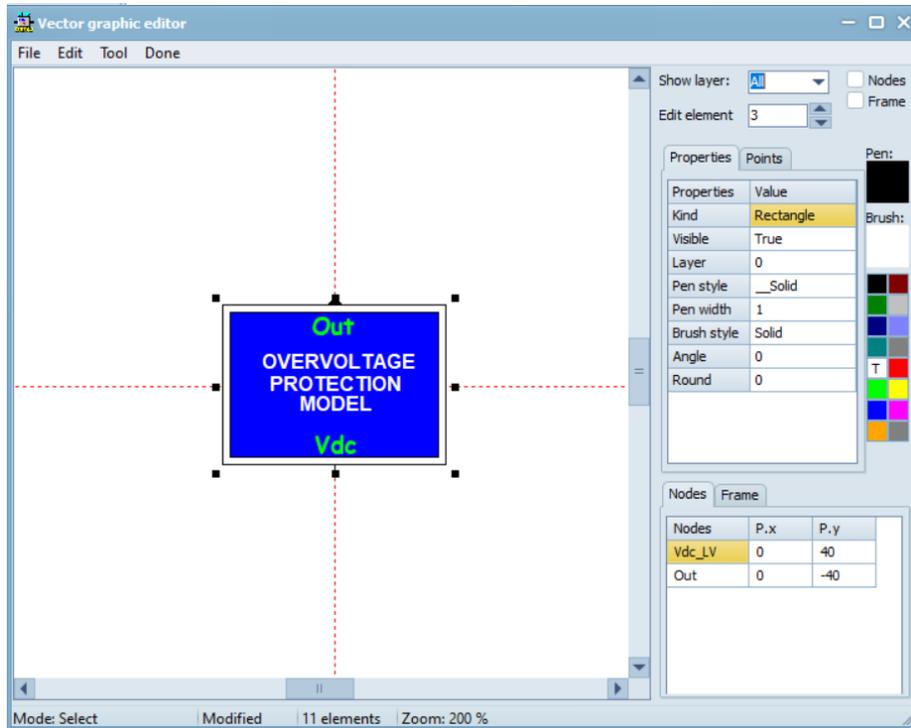


Figura A2.3. Edición gráfica del modelo de protección de sobrecorriente en ATPDraw.

Por último, el modelo de protección de sobrevoltaje se conecta a la línea de transmisión del sistema de sistema HVDC, como muestra la Figura A2.4.

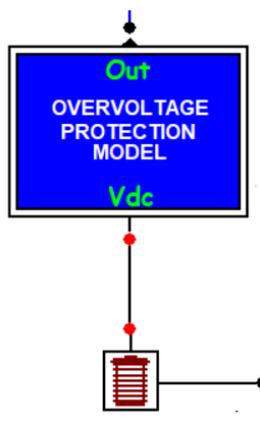


Figura A2.4. Protección de sobrevoltaje conectado a línea DC.

Para medir el voltaje de la línea se utiliza un divisor de voltaje resistivo – capacitivo, ilustrado en la Figura A2.5.

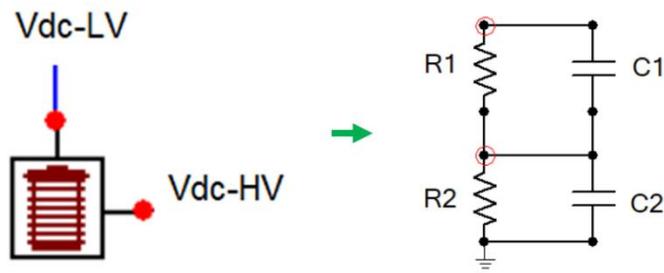


Figura A2.5. Divisor de voltaje resistivo – capacitivo.

Finalmente, en la ventana de configuración se colocan los datos del sistema y el ajuste de la protección, además del estado de operación de la protección (Ver Figura A2.6). Como se mencionó en el documento principal, los ajustes determinados en este trabajo para la protección de sobrevoltaje de la línea DC del sistema de transmisión HVDC, se basan en las propuestas de autores encontradas en la revisión bibliográfica.

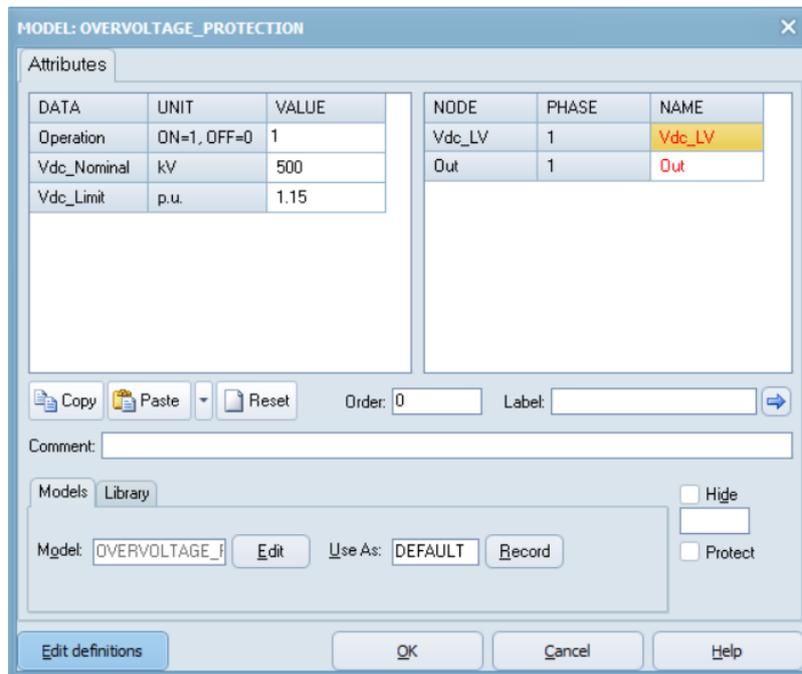


Figura A2.6. Ventana de configuración del modelo de protección de sobrevoltaje.

ANEXO 3. Ajustes propuestos por varios autores para la protección de sobrecorriente

Los criterios propuestos por [3], establecen 4 niveles de protección, en donde algunos tiempos de retardo coinciden con [2]. Se plantea el evento de perturbación falla polo a tierra permanente en el instante 5 segundos a la mitad de la línea de transmisión DC, para la validación los ajustes.

Nivel 1

En la Figura A3.1 se observa los valores planteados, se tiene una corriente de ajuste de 1.2 veces la corriente nominal con un tiempo de retardo de 20 s. Ver la actuación de la protección con el ajuste en Figura A3.2.

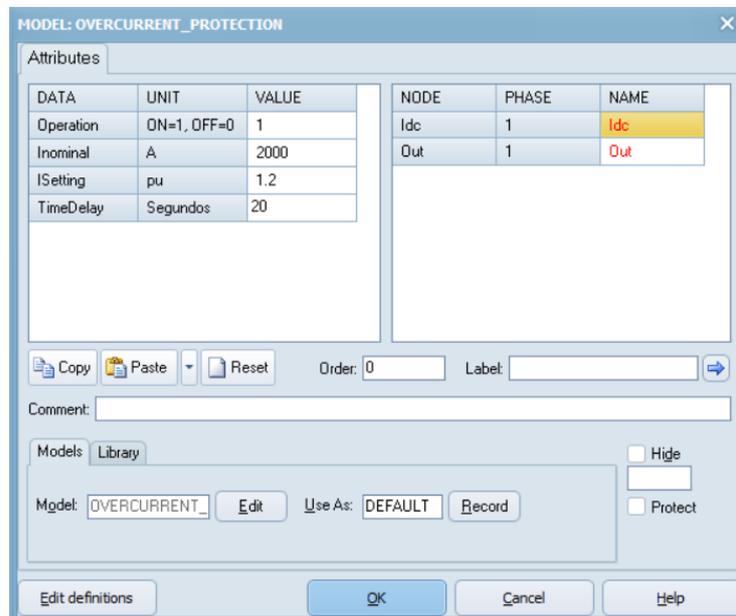


Figura A3.1. Ajuste de la protección de sobrecorriente para el Nivel 1.

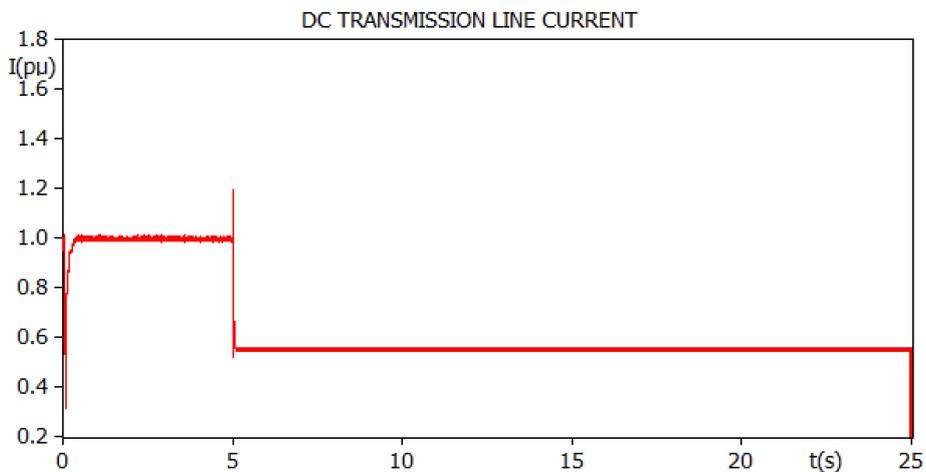


Figura A3.2. Señal de corriente frente a la actuación de la protección con ajuste Nivel 1.

Nivel 2

En la Figura A3.3 se visualizan los valores planteados, se tiene una corriente de ajuste de 1.35 veces la corriente nominal con un tiempo de retardo de 10 s. Ver la actuación de la protección del ajuste en Figura A3.4.

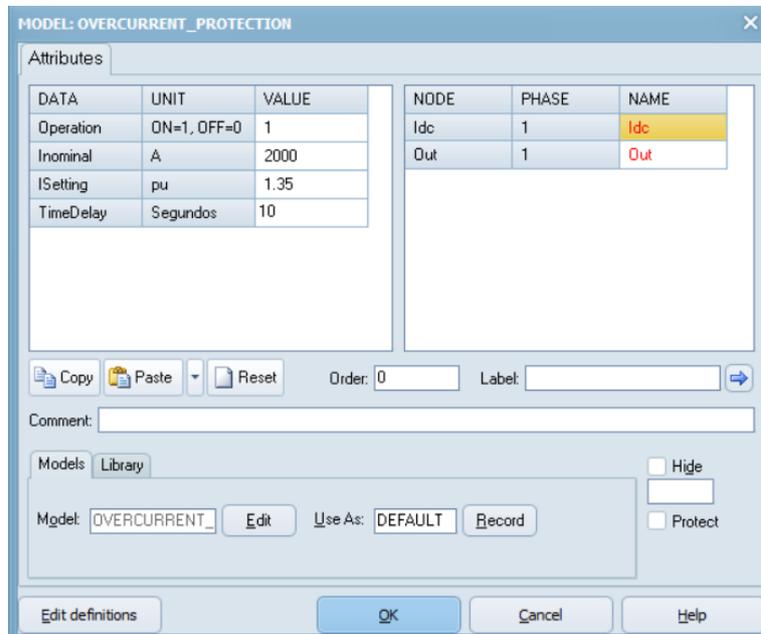


Figura A3.3. Ajuste de la protección de sobrecorriente para el Nivel 2.

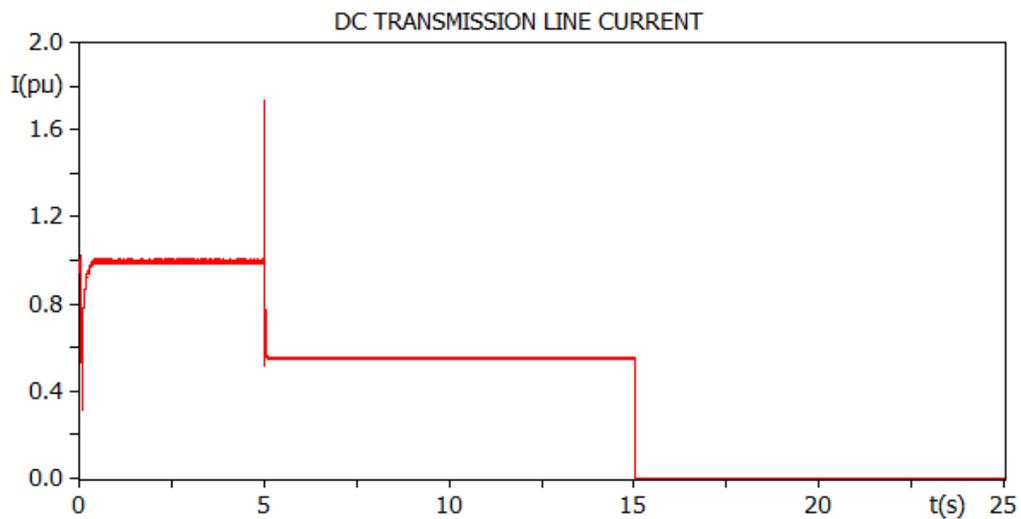


Figura A3.4. Señal de corriente frente a la actuación de la protección con ajuste Nivel 2.

Nivel 3

En la Figura A3.5 se visualizan los valores planteados, se tiene una corriente de ajuste de 1.6 veces la corriente nominal con un tiempo de retardo de 100 ms. Ver la actuación de la protección con el ajuste en Figura A3.6.

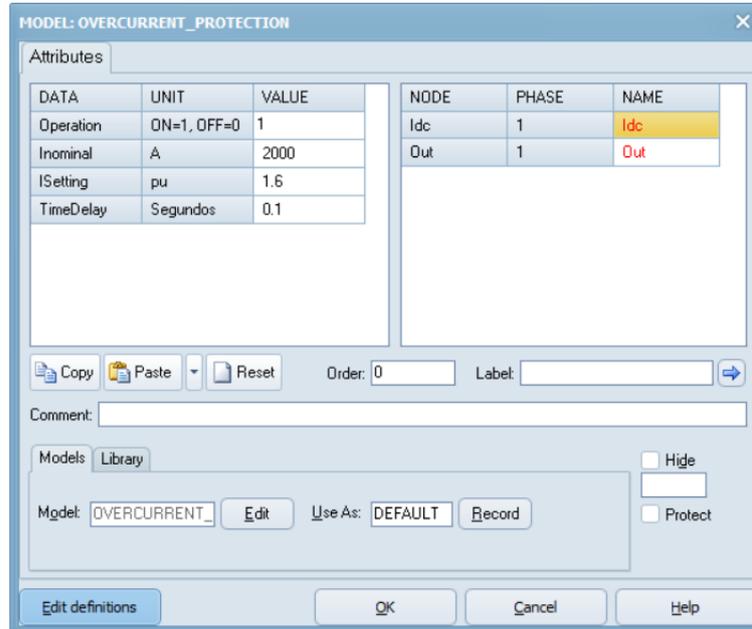


Figura A3.5. Ajuste de la protección de sobrecorriente para el Nivel 3.

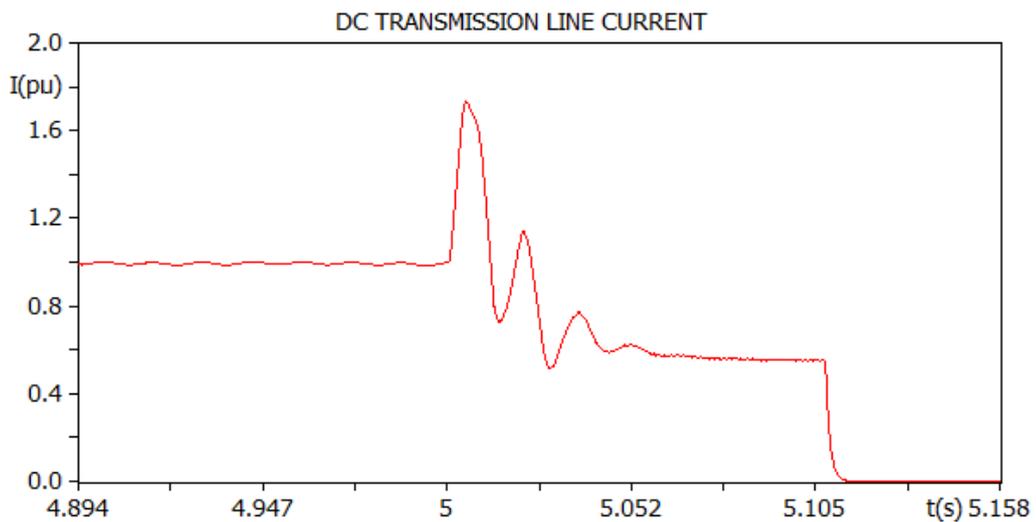


Figura A3.6. Señal de corriente frente a la actuación de la protección con ajuste Nivel 3.

Nivel 4

En la Figura A3.6 se visualizan los valores planteados, se tiene una corriente de ajuste de 2.5 veces la corriente nominal con un tiempo de retardo de 50 ms.

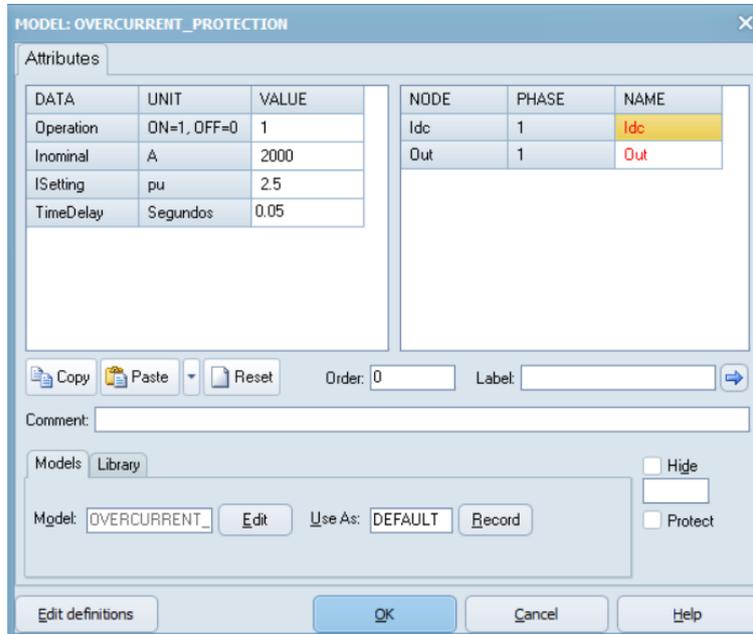


Figura A3.6. Ajuste de la protección de sobrecorriente para el Nivel 4.

Se observa en la Figura A3.7 que la corriente máxima de falla no alcanza al valor de ajuste. Por lo tanto, este ajuste no es viable.

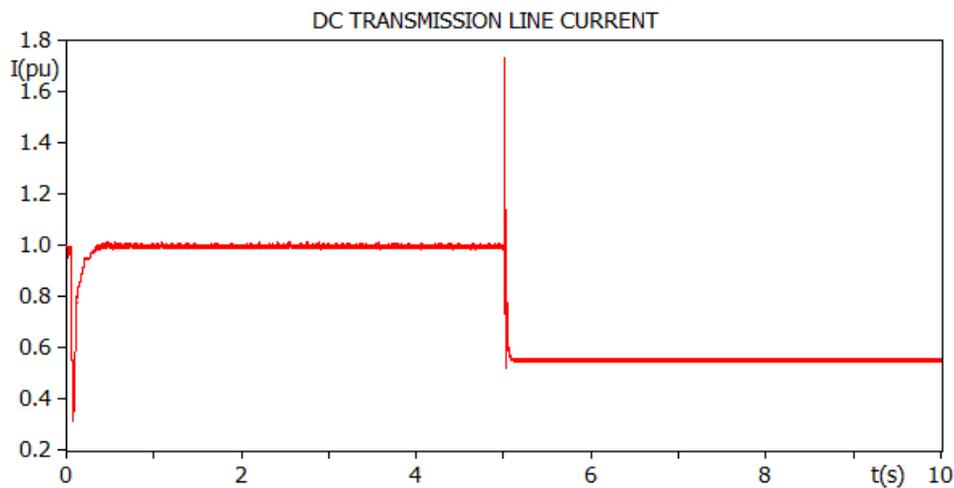


Figura A3.7. Señal de corriente frente a la actuación de la protección con ajuste Nivel 4.

Debido a la coincidencia de los criterios se toma como referencia el Nivel 3 correspondiente a una corriente de ajuste de 1.6 p.u. con un tiempo de retardo de 100 ms.

ANEXO 4. Ajustes propuestos por varios autores para la protección de sobrevoltaje

El criterio propuesto por [12], plantea un voltaje máximo de ajuste de 1.15 p.u. Se plantea el evento de perturbación de conductor roto en el instante 5 segundos para la validación de dicho ajuste. Se realiza la configuración en la ventana del modelo de la protección (Ver Figura A4.1).

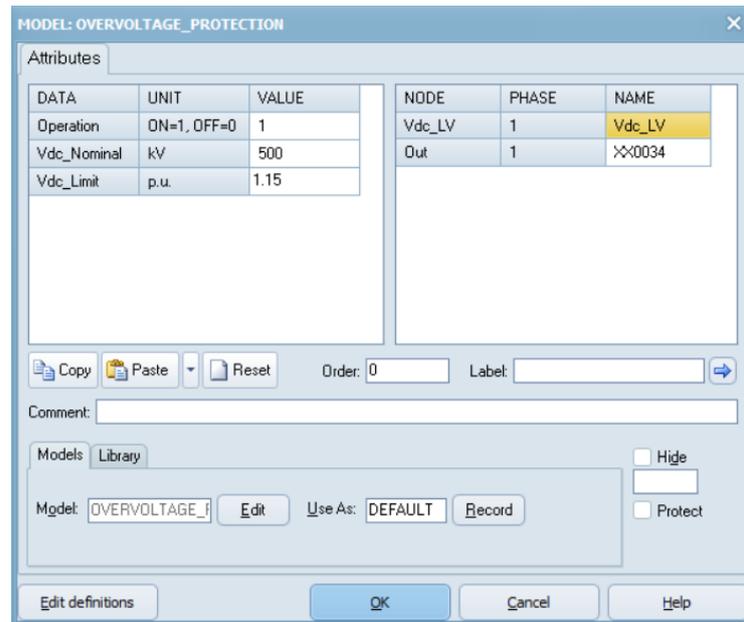


Figura A4.1. Ajuste de la protección de sobrevoltaje para un valor de 1.15 por unidad de voltaje máximo.

En la Figura A4.2 se observa que la protección opera correctamente.

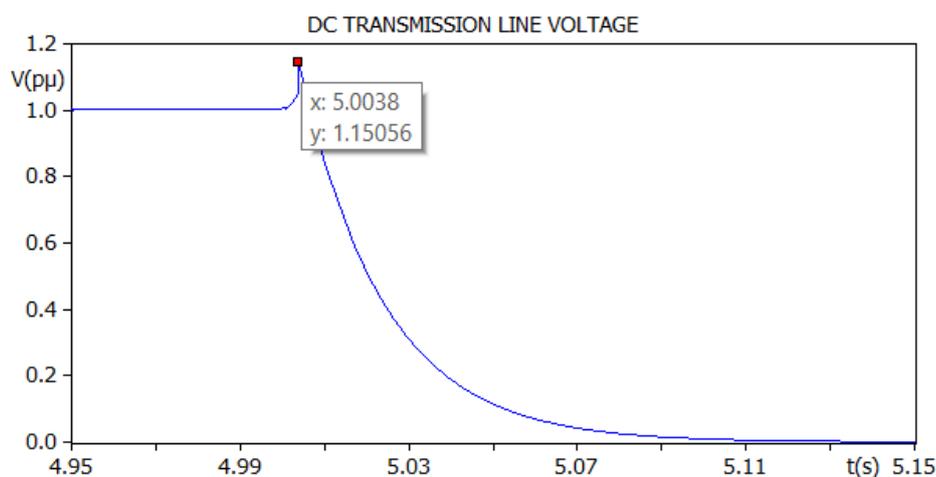


Figura A4.2. Señal de corriente frente a la actuación de la protección de sobrevoltaje con ajuste de 1.15 por unidad de voltaje máximo.

Se realizan variaciones en con respecto al valor de referencia planteado.

Para un voltaje máximo 1.1 p.u. (Ver ajuste en Figura A4.3.)

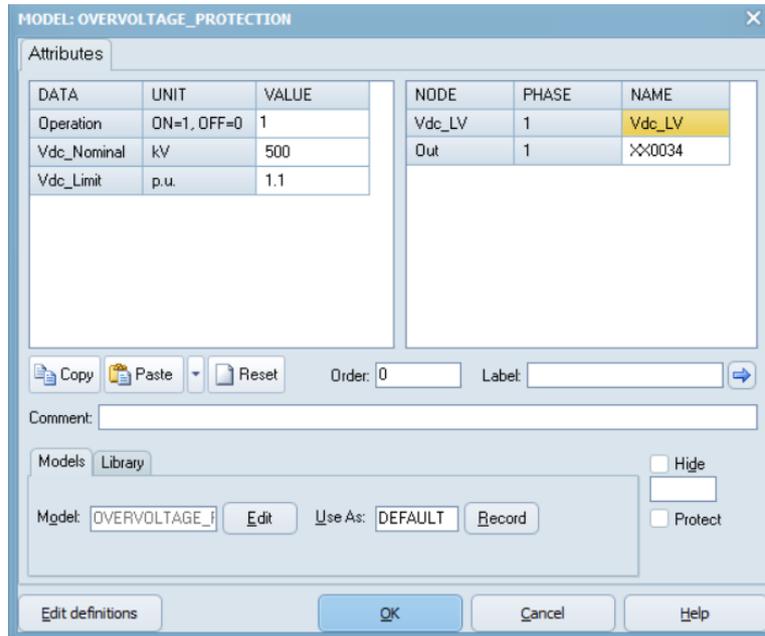


Figura A4.3. Ajuste de la protección de sobrevoltaje para un valor de 1.1 por unidad de voltaje máximo.

En la Figura A4.4 se observa que opera la protección correctamente

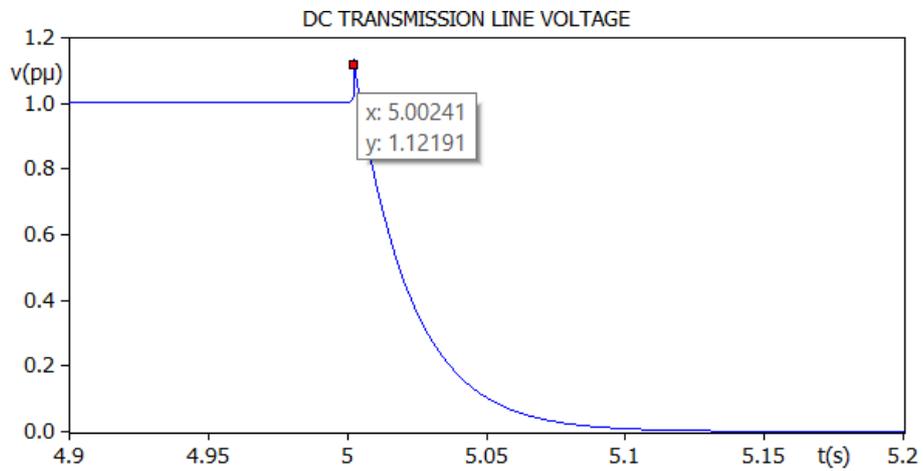


Figura A4.4. Señal de corriente frente a la actuación de la protección de sobrevoltaje con ajuste de 1.1 por unidad de voltaje máximo.

Para un voltaje máximo 1.2 p.u. (Ver ajuste en Figura A4.5.)

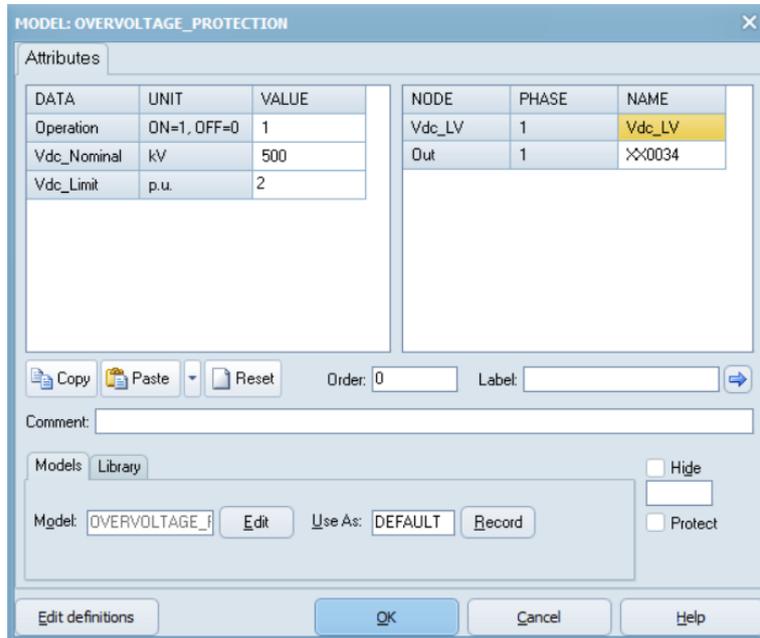


Figura A4.5. Ajuste de la protección de sobrevoltaje para un valor de 1.2 por unidad de voltaje máximo.

En la Figura A4.6 se observa que opera la protección correctamente.

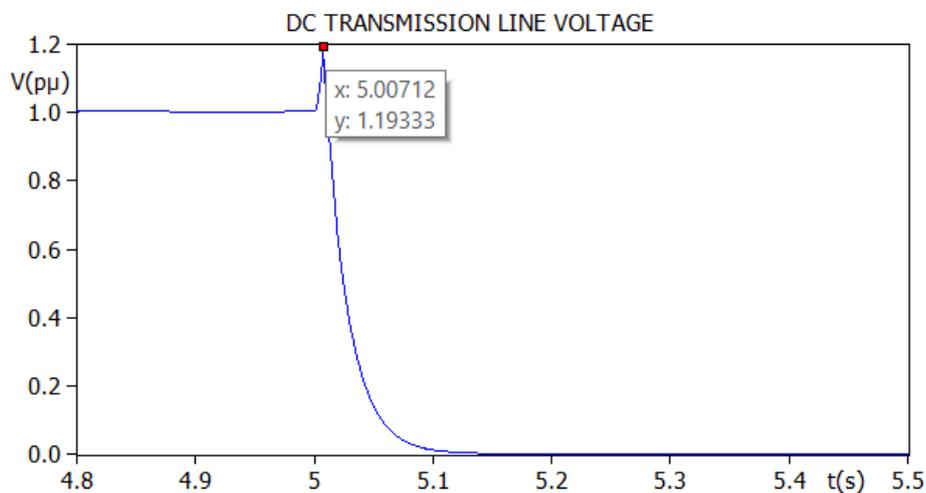


Figura A4.6. Señal de corriente frente a la actuación de la protección de sobrevoltaje con ajuste de 1.2 por unidad de voltaje máximo.

Para el sistema seleccionado se considera el valor de 1.15 p.u. como ajuste para la protección de sobrevoltaje.