

**CÁLCULO DE IMPEDANCIA EQUIVALENTE PARA LA LOCALIZACIÓN  
DE FALLAS EN SISTEMAS TRANSMISIÓN HVDC MEDIANTE EL  
CONTROL DE CONVERTORES DE POTENCIA**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
CÁLCULO DE IMPEDANCIA EQUIVALENTE PARA LA LOCALIZACIÓN DE  
FALLAS EN SISTEMAS TRANSMISIÓN HVDC MEDIANTE EL CONTROL  
DE CONVERTORES DE POTENCIA**

**AUTOR:  
EDISON DANIEL GARCES PATIÑO**

**TUTOR:  
MANUEL DARIO JARAMILLO MONGE**

**Quito, marzo 2020**

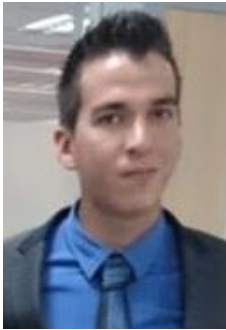
EDISON DANIEL GARCES PATIÑO

**CÁLCULO DE IMPEDANCIA EQUIVALENTE PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS TRANSMISIÓN HVDC MEDIANTE EL CONTROL DE CONVERTORES DE POTENCIA**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**EDISON DANIEL GARCES PATIÑO** (D'1991 – O'2020). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Central Técnico” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la localización de fallas en sistemas de transmisión HVDC mediante el cálculo de impedancia equivalente. [egarcesp@est.ups.edu.ec](mailto:egarcesp@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**MANUEL DARIO JARAMILLO MONGE** (Y'1990). Realizó sus estudios superiores en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE de Quito, donde se graduó de Ingeniero Electrónico en Automatización y Control en el 2014. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Newcastle, Reino Unido, donde obtuvo el título en Máster en Electrical Power. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. [mjaramillo@ups.edu.ec](mailto:mjaramillo@ups.edu.ec).

Todos los derechos reservados:

DERECHOS RESERVADOS  
©2020 Universidad Politécnica Salesiana  
QUITO - ECUADOR

## DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, MANUEL DARIO JARAMILLO MONGE declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*CÁLCULO DE IMPEDANCIA EQUIVALENTE PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS TRANSMISIÓN HVDC MEDIANTE EL CONTROL DE CONVERTORES DE POTENCIA*” realizado por EDISON DANIEL GARCES PATIÑO, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, marzo de 2020



.....

MANUEL DARIO JARAMILLO MONGE

C.C.: 1714298005

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, EDISON DANIEL GARCES PATIÑO, con documento de identificación N° 172561504-9, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “*CÁLCULO DE IMPEDANCIA EQUIVALENTE PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS TRANSMISIÓN HVDC MEDIANTE EL CONTROL DE CONVERTORES DE POTENCIA*”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, marzo de 2020



.....  
EDISON DANIEL GARCES PATIÑO

C.C.: 172561504-9

## ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN.....	2
1.1	Ubicación de fallas utilizando la estimación de impedancia de línea activa 3	
1.2	Detección mediante análisis armónico .....	3
1.3	Método de localización de fallas mediante la estimación de la inductancia equivalente de un dispositivo .....	4
1.4	Ubicación de fallas con segmentos de cable.....	4
2	TRANSMISIÓN HVDC .....	5
2.1	Medio de Transmisión .....	5
2.1.1	Conexión Monopolar.....	6
2.1.2	Conexión Bipolar .....	6
2.1.3	Conexión Back to back.....	6
2.1.4	Conexión Multiterminal.....	6
2.1.5	Conexión Unitaria.....	6
2.2	Tipos de Topología .....	6
2.3	Semiconductoras para convertidores de corriente continua de alta tensión.....	7
2.3.1	Tiristores .....	7
2.3.2	Transistores Bipolares de puerta aislada .....	8
2.4	Convertidores .....	8
2.4.1	Análisis del circuito de Graetz .....	9
2.4.2	Descripción del Convertidor.....	9
2.5	Convertor de 12 Pulsos AC - DC.....	11
3	MÉTODO DE LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE .....	11
4	MÉTODO DE DETECCIÓN DE FALLAS EN HVDC MEDIANTE CONVERSORES DE POTENCIA .....	13
5	CASO DE ESTUDIO.....	14
5.1	Detalle de las líneas.....	14
5.2	Escenarios de estudio .....	15
5.2.1	Caso 1 .....	15
5.2.2	Caso 2 .....	16
6	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	17
6.1	Caso 1:.....	17
6.2	Caso 2:.....	17
6.3	Algoritmo para la localización de fallas.....	18
6.4	Análisis de Graficas obtenidas.....	18
6.4.1	Caso 1 .....	19
6.4.2	Caso 2 .....	19
7	CONCLUSIONES.....	20
8	TRABAJOS FUTUROS .....	20

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 1. Circuito equivalente de parámetros de distribución y propagación de ondas que viajan por una línea .....

Figura 2. HVDC bipolar.....

Figura 3. HVDC monopolar.....

Figura 4. Conexión monopolar. ....

Figura 5. Conexión bipolar .....

Figura 6. Conexión back to back .....

Figura 7. Conexión multiterminal.....

Figura 8. Conversor CSC y VSC. ....

Figura 9. Característica del tiristor: corriente de compuerta  $I_g$  para activar el tiristor en el voltaje directo.....

Figura 10. Estructura de un símbolo IGBT.....

Figura 11. Características de IGBT.....

Figura 12. Circuito de Graetz.....

Figura 13. Secuencia de conducción del puente .....

Figura 14. Forma de onda del voltaje en DC. ....

Figura 15. Las operaciones de conmutación del lado secundario en la conversión AC-DC.....

Figura 16. Operaciones de conmutación del lado primario en la conversión DC-AC.....

Figura 17. Operaciones de conmutación del lado secundario en la conversión DC-AC....

Figura 18. Estructura de alimentación del variador de AC conectado en paralelo de 12 pulsos .....

Figura 19. Diagrama esquemático de MMC.....

Figura 20. Microgrid propuesta para este trabajo. ....

Figura 21. Microgrid con falla en el bus 3.....

Figura 22. Microgrid con líneas segmentadas con falla en el punto F.....

Figura 23. Corriente caso 1.....

Figura 24. Voltaje caso 1 .....

Figura 25. Delta de corriente caso 1.....

Figura 26. Delta de voltaje caso 1.....

Figura 27. Impedancia final medida en el transitorio para el caso 1.....

Figura 28. Corriente a Tierra caso 1.....

Figura 29. Corriente caso 2.....

Figura 30. Voltaje caso 2 .....

Figura 31. Delta de corriente caso 2.....

Figura 32. Delta de voltaje caso 2.....

Figura 33. Impedancia final medida en el transitorio para el caso 2.....

Figura 34. Corriente a tierra caso 2.....

Figura 35. Resumen e indicador de la temática .....

Figura 36. Indicador de formulación del problema .....



Figura 37. Indicador de Solución .....

## **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1. Comparativa entre HVDC convencional y HVDC VSC .....
Tabla 2. Resultado del criterio de selección.....
Tabla 3. Parámetro de líneas .....
Tabla 4. Generación y carga.....
Tabla 5. Corriente en el caso 1 .....
Tabla 6. Voltaje en el caso 1 .....
Tabla 7. Corriente que circula por el ramal a tierra en el caso 1.....
Tabla 8. Impedancia en el caso 1 .....
Tabla 9. Corriente en el caso 2.....
Tabla 10. Voltaje en el caso 2 .....
Tabla 11. Corriente que circula por el ramal a tierra en el caso 2.....
Tabla 12. Impedancia en el caso 2 .....
Tabla 13. Matriz de Estado del Arte .....

# CÁLCULO DE IMPEDANCIA EQUIVALENTE PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS TRANSMISIÓN HVDC MEDIANTE EL CONTROL DE CONVERTORES DE POTENCIA

## Resumen

Debido al avance de la tecnología en los componentes semiconductores y electrónica de potencia, los sistemas de transmisión HVDC son una alternativa confiable para los sistemas eléctricos. Al igual que los sistemas en AC, estos son propensos a fallas atmosféricas o una mala coordinación de protecciones, tanto la detección y localización de las mismas es de suma importancia para garantizar la continuidad en el transporte de energía.

La investigación propone desarrollar un método para la localización de fallas en los sistemas de transmisión HVDC en base a la onda viajera con la obtención de voltajes y corrientes en las líneas afectadas a través de la simulación consiguiendo de esta manera una diferencia o fluctuación en el valor de la impedancia equivalente cuando la misma se encuentra en funcionamiento y cuando está en falla. La importancia de este método de detección de fallas en DC es no basarse en telecomunicaciones para redes HVDC.

Adicionalmente el método propone la medición en caso de fallas de la corriente a tierra. Mediante la evaluación de estos tres factores se localizará la falla y se identificará el tipo de la misma. Para el modelado y la simulación se utilizó Simulink / MatLab.

**Palabras Clave:** Convertidores de Potencia, Impedancia equivalente, Localización de fallas, Ondas viajeras, Transmisión HVDC.

## Abstract

Due to the advancement of technology in semiconductor components and power electronics, HVDC transmission systems are a reliable alternative to electrical systems. Like AC systems, these are prone to atmospheric failures or poor coordination of protections, both the detection and location of them is of utmost importance to ensure continuity in the transport of energy.

The research proposes to develop a method for locating faults in HVDC transmission systems based on the traveling wave with the obtaining of voltages and currents in the affected lines through simulation, thus achieving a difference or fluctuation in value of the equivalent impedance when it is in operation and when it is in failure. The importance of this method of detecting failures in DC is not to rely on telecommunications for HVDC networks.

Additionally, the method proposes the measurement in case of ground current failures. By evaluating these three factors the fault will be located and its type will be identified. For modeling and simulation Simulink / MatLab was used.

**Keywords:** Power converters, Equivalent Impedance, Troubleshooting, Traveling Waves, HVDC Transmission.

# 1 INTRODUCCIÓN

Debido a que el consumo de electricidad ha aumentado gradualmente durante los últimos años, es necesario encontrar una alternativa para abastecer la demanda. Tradicionalmente se han utilizado combustibles fósiles, pero estos son limitados, una alternativa es el uso de energías limpias que se han venido extendiendo en la última década como por ejemplo la energía solar [1].

Tanto los recursos tradicionales para la generación de energía como los recursos utilizados en energías renovables no siempre están cerca de los centros de consumo, entonces es necesario tener una conexión entre los sistemas [2]. Para garantizar el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia (SEP) se debe brindar confiabilidad y esto se hace mediante un sistema de protección contra fallas. Al ocurrir una falla en un SEP la corriente de falla es aportada por varios elementos distribuidos en la red como son los convertidores.

Cuando existe una falla, la corriente debido a la misma aumentará rápidamente a razón de la impedancia baja de la línea. La corriente de falla puede estimarse mediante la resistencia, inductancia y capacitancia equivalente [3].

La mayoría de las técnicas de localización de fallas en las líneas de transmisión HVDC se basan en ondas de desplazamiento [4]. Por otro lado, la ubicación de fallas basada en impedancia se usa comúnmente para localizar fallas en las líneas de transmisión en AC.

La inyección de un pulso de corriente de corto periodo y el uso de voltaje medido y corriente para localizar la falla de la línea de transmisión de AC se propuso para sistemas de energía marina [5]. La transmisión en sistemas de alto voltaje en DC, por sus siglas en inglés HVDC también es una solución para la interconexión de diferentes sistemas de energía en los que no es posible la conexión directa a través del sistema de corriente alterna AC tradicional. Sin embargo, la baja impedancia de los cables en la aplicación HVDC causa altas corrientes de falla que llegan a magnitudes severas en unos pocos milisegundos. La detección y eliminación rápidas de fallas es esencial para la protección del convertidor [6].

En un SEP uno de los elementos más importantes a tener en cuenta son las líneas de transmisión ya que ocupan una gran extensión territorial y están sujetas a un alto número de fallas y esto conlleva a afectar la confiabilidad en el sistema de transmisión [7]. Al tener un adecuado uso de dispositivos de protección que funcionen de manera confiable es muy importante en la seguridad operativa de los sistemas de redes eléctricas [8].

La transmisión en HVDC tiene un aspecto importante a tener en cuenta, el cual es el económico ya que una línea de transmisión HVDC tiene menor precio que una de AC con la desventaja que tenemos que aumentar a esta línea los rectificadores e inversores según sea el caso. Este costo adicional es recuperado cuando la línea de transmisión es larga.[9]

Una forma de tener confiabilidad en un sistema es interconectándolo en paralelo con distintos subsistemas. Otra

forma es tener un sistema confiable es que tenga una detección de fallas rápida [9]. A pesar de que las protecciones tienen la coordinación adecuada hasta que las mismas actúen existe un tiempo en el cual los inversores detectan la falla.

Entre las principales razones técnicas para la transmisión en corriente continua tenemos las siguientes:

1. Al tener dos sistemas de corriente alterna podemos interconectarlos sin tener problemas de sincronismo y estabilidad entre ellos, ejemplo el enlace multicanal Reino Unido-Francia de 2000 MW;
2. Interconexión de dos sistemas de diferente frecuencia (por ejemplo, las conexiones entre las islas del norte y del sur en Japón, que utilizan sistemas de 50 y 60 Hz);
3. Al utilizarlo para distancias largas en comparación de HVAC ya que podemos transmitir mucha más energía (por ejemplo, el esquema del río Nelson en Manitoba, un total de 4000 MW en más de 600 km) [10].

En los nuevos sistemas de transmisión que transportan grandes cantidades de energía es propenso que ocurra una falla por lo cual es necesario garantizar la continuidad del servicio requerida por la carga a través de condiciones anticipadas de operación mediante un método eficaz de detección de fallas ya que las líneas de transmisión desempeñan un papel importante en los sistemas eléctricos [11]. En la actualidad los métodos de protección para las líneas aéreas de transmisión en HVDC son la protección diferencial, la protección de bajo voltaje y de onda viajera [12]. Siendo la más utilizada la estimación de la impedancia

del bucle de falla, tomando lecturas de los valores locales y comparándolos con la falla [11].

Es necesario para la protección de los sistemas tener las cantidades eléctricas de dos terminales ya que al tener solo una medición no podríamos saber la dirección de la corriente. Existen varios métodos de localización de fallas en los sistemas de transmisión, los cuales son: [13].

### ***1.1 Ubicación de fallas utilizando la estimación de impedancia de línea activa***

Este método aproxima la impedancia y la resistencia a la falla de la línea de transmisión, creando una perturbación de diferencia de potencial en el extremo de la línea de corriente continua en el lado del suministro de energía, de esta manera tomando los valores de la corriente transitoria en el punto del condensador, debido a que en transmisión en HVDC se necesita potencia reactiva. De esta manera la corriente y el voltaje medido son utilizados para encontrar la impedancia de la línea dependiente de la frecuencia usando la transformada de Fourier de los transitorios [14].

### ***1.2 Detección mediante análisis armónico***

Al existir una falla en una línea de transmisión se produce un cambio de fase entre el voltaje y la corriente de los armónicos que se presentan por el convertidor, esto se debe a la existencia de inductancia en los conductores de CC. Mediante este método se puede localizar la falla ya que la cantidad de cambio de fase puede reflejar la ubicación y esto se debe a los armónicos que se presentan en el terminal de CC. Los armónicos se

pueden extraer utilizando la Transformada Rápida de Fourier [6].

### ***1.3 Método de localización de fallas mediante la estimación de la inductancia equivalente de un dispositivo***

Este método se basa en las mediciones locales de las líneas en el cual se requiere los valores de corriente, voltaje y la derivada de la corriente con respecto al tiempo de un dispositivo de protección, en este método se minimizan los tiempos ya que no utiliza ninguna comunicación.

Al ocurrirse una falla el sistema de CC experimenta un cambio en los primeros milisegundos, la inductancia se la estima con valores locales. La razón de utilizar la inductancia y no la resistencia como la mayoría de métodos es que por lo general la resistencia es desconocida y eso puede alterar los cálculos [15].

### ***1.4 Ubicación de fallas con segmentos de cable***

El método consiste en que utilizando las medidas tomadas en los extremos es decir el inversor y el rectificador, mediante la utilización de la onda viajera pretende predecir el segmento de la línea defectuoso. Utilizando la transformada de Wavelet, las señales se utilizan para determinar el tiempo preciso de llegada a los convertidores, para esto se toma dos valores: la corriente a través de los condensadores y el voltaje en los convertidores [16].

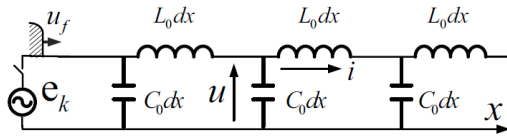
Al ocurrir un cortocircuito, una descarga atmosférica o una perturbación estás causan una onda de alta frecuencia en la línea de transmisión y esta se desplaza hacia los dos lados de la línea hasta alcanzar un punto de discontinuidad donde parte de la onda

generada pasa a la sección adyacente y el resto se ve reflejada hacia atrás. Tanto la magnitud, el signo y los intervalos de tiempo son necesarios para la ubicación de fallas ya que estos contienen información de la falla. Dependerá mucho de la magnitud del voltaje en el momento de la falla el tamaño de la onda inicial [17]–[19].

Las fallas en los sistemas de transmisión son conexiones no planteadas de uno o más puntos en la red que perturban el equilibrio del sistema y estas a su vez tienen una gran repercusión a lo largo del tiempo, algo importante a tener en cuenta en una falla es la corriente que se inyectará en esa falla y esta a su vez es entregada por los generadores.

Al comparar el cálculo de una falla en los sistemas de corriente alterna, con los de corriente continua se debe hacer con sistemas balanceados [20]. Sin embargo, los métodos basados en la ubicación de fallas de dos extremos en líneas terrestres o aéreas toman el tiempo que se demora en llegar al inversor o rectificador para estimar la ubicación de la falla. A pesar de que las protecciones tienen la coordinación adecuada hasta que las mismas actúen existe un tiempo en el cual los inversores detectan la falla [21].

Para el análisis de fallas en líneas de transmisión largas, el circuito equivalente tiene característica de parámetro distribuido (figura 1) en el cual  $u$  e  $i$  representa el voltaje y corriente en la ubicación que está a  $x$  km del punto de falla.



**Figura1.** Circuito equivalente de parámetros distribuidos y propagación de ondas que viajan por una línea [22]

$L_0$ : reactancia de la línea por longitud,  
 $C_0$ : capacitancia por longitud

Conforme al principio de superposición cuando ocurre una falla se aplicará una tensión superpuesto a la línea de transmisión de una manera brusca [22].

En el presente trabajo se estudiará el método de la impedancia equivalente en varios puntos de un sistema de potencia, el cual es un estudio de una red de CC para integración de generación renovable en tierra a gran escala con un anillo de 500 kV [23].

Para el análisis de localización de falla se debe considerar que en este documento no se está tomando en cuenta la transferencia de datos entre dos puntos mediante una comunicación de red ya que la confiabilidad de que el sistema pueda suministrar energía durante un periodo determinado depende del canal de comunicación que se esté utilizando[11].

## 2 TRANSMISIÓN HVDC

Transmitir en HVDC es un tema costoso ya que es necesario convertir el voltaje en ambos extremos de la línea, pero a su vez tiene una gran ventaja que permite una conexión asíncrona, además permite controlar de una manera rápida y precisa el flujo de poder [24], [25].

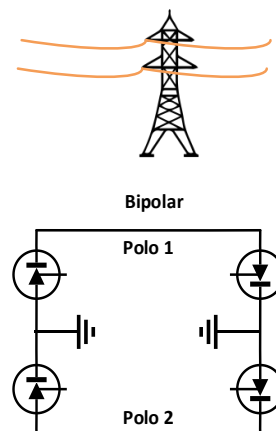
En el caso de que la fuente de generación entregue C.A el HVDC

conecta dos sistemas de corriente alterna dado que la carga en nuestro país es de corriente alterna. En uno de los extremos de envío se alimenta mediante un convertidor que funciona como un rectificador, obteniendo a la salida energía de C.C. que se transmitirá a través de una línea aérea o submarina, llegando a un segundo convertidor que funciona como inversor, el cual es el encargado de transferir la energía de C.C. a C.A. para su determinado uso [26].

### 2.1 Medio de Transmisión

Las líneas de transmisión aéreas son utilizadas en todo el mundo, los sistemas HVDC son utilizados para longitudes largas desde 300 a 1400 km, o mediante vía marina los cuales tienen una gran capacidad [27].

Según Siemens las configuraciones más utilizadas en el mundo son las siguientes: Bipolar, la cual tiene dos líneas para la transmisión y puede tener una capacidad de hasta 3000 MW figura 2 y Monopolar que tiene una línea para transmitir la energía conectada una ruta de retorno a tierra y puede ser de hasta 1500 MW figura 3 [24].



**Figura 2.** HVDC Bipolar.

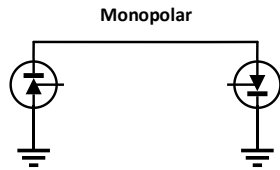
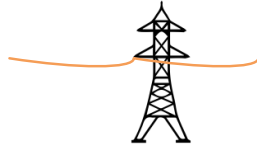


Figura 3. HVDC Monopolar

### 2.1.1 Conexión Monopolar

En este tipo de conexiones se utiliza un conductor para unir entre estaciones convertidoras, pueden tener un retorno por tierra o por cable.

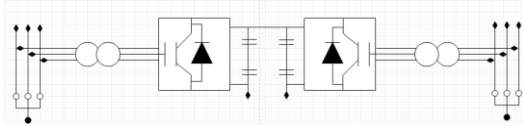


Figura 4. Conexión Monopolar

### 2.1.2 Conexión Bipolar

Está constituida por dos sistemas monopoles independientes que hacen las veces de negativo y positivo, con la ventaja de que puede funcionar como sistemas independientes. Este tipo de conexión es la más utilizada en los sistemas HVDC, puede transmitir más potencia que la conexión anterior

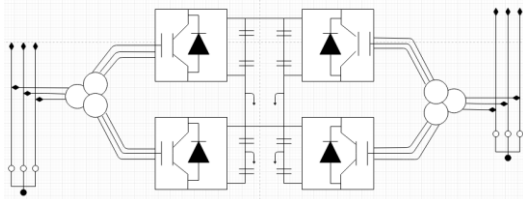


Figura 5. Conexión Bipolar

### 2.1.3 Conexión Back to back

La conexión se utiliza cuando se tiene dos sistemas con diferentes frecuencias

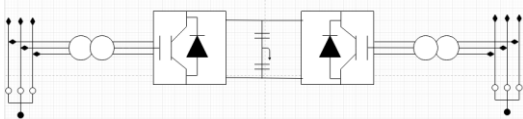


Figura 6. Conexión back to back

### 2.1.4 Conexión Multiterminal

Es utilizada cuando se conectan más de 3 subestaciones al mismo sistema, pueden ser:

- Paralela: en la cual todas las subestaciones se mantienen al mismo nivel de voltaje cuando las sumas de las potencias superan el 10% de las estaciones rectificadoras.
- Serie: en este tipo de conexión cada subestación tiene un distinto nivel de voltaje, en este tipo de conexiones es importante tener en cuenta el rendimiento de cada subestación ya que puede existir una caída de voltaje de la red.
- Mixta: permite tener conexiones tanto en paralelo como en serie [28].

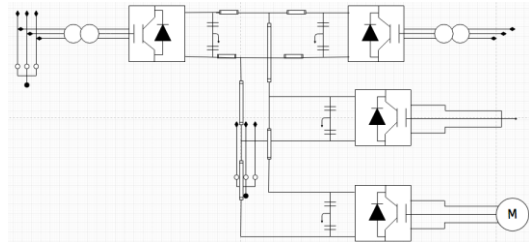


Figura 7. Conexión multiterminal

### 2.1.5 Conexión Unitaria

Al tener una fuente de generación de energía conectada directamente mediante HVDC se llama unitaria, es utilizada en general en estaciones hidroeléctricas o eólicas en donde obtenemos la mayor eficiencia de las turbina [28].

## 2.2 Tipos de Topología

En la transmisión HVDC podemos encontrar dos tipos de topologías a saber, el convertidor de fuente de corriente (CSC) figura 8 (a) también conocidos como convertidores de conmutación de línea (LCC) [29]. En el cual la corriente fluye siempre en el mismo sentido mientras la polaridad del voltaje de línea

es invertido para la inversión del flujo de potencia [30]. Los cuales son manejados en la transmisión punto a punto.

Este tipo de conversores pueden manejar potencias altas y son robustos, como desventaja tenemos que el inversor como el rectificador utilizan potencia reactiva de la red la cual debe ser compensada [10].

El segundo tipo de convertidor es el de fuente de voltaje (VSC) figura 8 (b) también conocidos como convertidores conmutados forzados estos convertidores tienen un gran capacitor en el lado de DC para mantener el voltaje estable mientras que el flujo de corriente se invierte para invertir el flujo de energía [30], tienen como ventaja que pueden utilizarse en combinación de potencia reactiva y potencia activa y pueden ser utilizados en una malla de potencia baja [10].

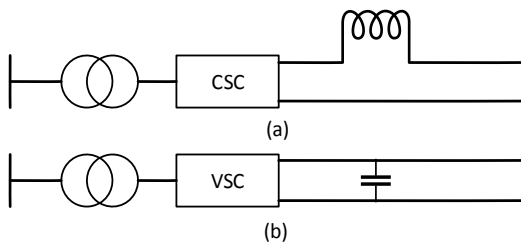


Figura 8. Conversor CSC y VSC

A continuación, podemos observar una tabla comparativa entre las dos topologías.

HVDC Convencional	HVDC VSC
Actúa como una fuente de intensidad constante en el lado DC	Actúa como una fuente de intensidad constante en el lado DC
La corriente continua es unidireccional	La polaridad de la tensión es unidireccional
La polaridad de la tensión cambia con el flujo de potencia	La dirección de la corriente cambia con el flujo de potencia

Los convertidores absorben potencia reactiva	Control independiente de potencia activa y reactiva
Pérdidas bajas ~0.8%	Pérdidas altas ~1.6%
Tensión más elevada: ±800 kV DC	Tensión más elevada ±500 kV DC

Tabla 1. Comparativa entre HVDC convencional y HVDC VSC

### 2.3 Semiconductoras para convertidores de corriente continua de alta tensión

Desde los años 1980 los sistemas HVDC han tenido un gran desarrollo y esto se debe a los dispositivos semiconductores. Actualmente estos dispositivos semiconductores se unen en celdas en serie y paralelo de tal forma que sean capaces de soportar las corrientes y voltajes deseados, a este grupo se llama válvula. Las válvulas tienen la capacidad de conducir y al conectarlas en sentido contrario pueden bloquear el paso de corriente. A continuación, veremos dos tipos de válvulas utilizadas en los sistemas de transmisión HVDC [31]:

#### 2.3.1 Tiristores

Los tiristores son la unión de dos transistores, uno PNP y un NPN, se fabrican de silicio, como resultado un dispositivo de cuatro capas. La capa p en el medio es conectado a un terminal de puerta polarizado de manera que se puede evitar que toda la unidad transmita corriente, incluso cuando existe un voltaje positivo en el ánodo. Aplicando un pulso positivo a la compuerta, se puede iniciar la conducción, después de lo cual el control de la compuerta no tiene efecto hasta que la corriente directa principal caiga por debajo de su valor de retención figura 9.



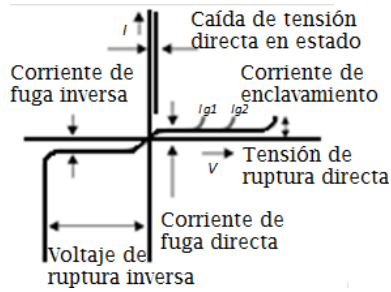


Figura 9. Característica del tiristor: corriente de compuerta  $I_g$  para activar el tiristor en el voltaje directo

La corriente debe mantenerse por debajo del valor de retención antes que el tiristor pueda recuperar sus propiedades de retención de voltaje. Las válvulas están conectadas en serie para lograr resistir valores de hasta 800 kV a tierra en cada polo.

Para encender un tiristor es necesario un pulso de corriente del mismo potencial que el cátodo [10].

### 2.3.2 Transistores Bipolares de puerta aislada

Recientemente en los sistemas HVDC se ha utilizado el tiristor bipolar de puerta aislada (IGBT), es un desarrollo del MOSFET ya que este solo necesita  $\pm 10$  a 15 kV para proporcionar un control completo de encendido y apagado, aunque el circuito de accionamiento todavía necesita suficiente potencia para descargar y cargar la capacitancia de la puerta rápidamente. En la actualidad, se fabrica los IGBT de forma modular en el cual existen varios chips individuales conectados en paralelo, además se han desarrollado modelos para aplicaciones de alto voltaje que permiten el apilamiento de dispositivos en serie [29].

Su principio de funcionamiento consiste en que cuando se aplica un voltaje a la puerta con respecto al emisor invierte la región positiva debajo de la puerta (área sombreada) formando así un diodo entre las placas del emisor (región

n) y el colector (sustrato p) como se muestra en la figura 10, para que exista una conducción entre el colector y el emisor es necesario un voltaje mayor a 0.7 V

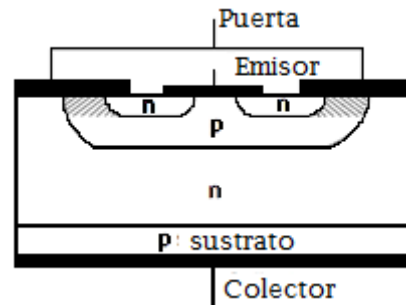


Figura 10. Estructura de un símbolo IGBT

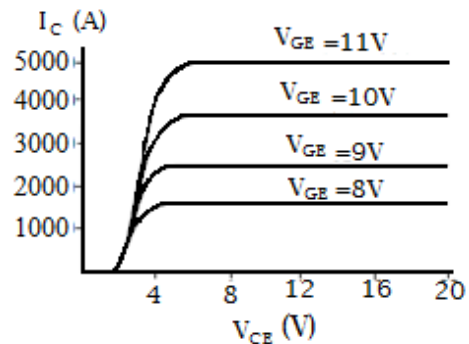


Figura 11. Características de IGBT [10]

### 2.4 Convertidores

La conversión de AC a CC es realizada en estaciones HVDC mediante el uso de convertidores de puente trifásicos, conocidos también como circuito de Graetz.

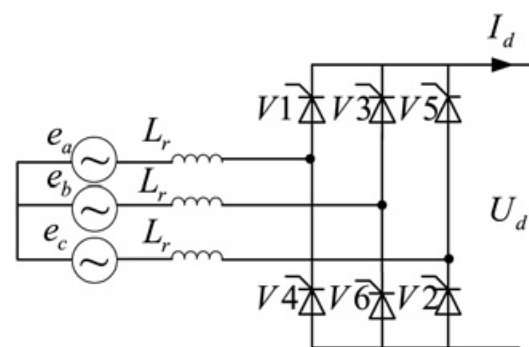


Figura 12. Circuito de Graetz [32]

La conversión de AC a CC implica conmutar el voltaje de una secuencia diferente al circuito de CC. La diferencia entre una válvula y un diodo es que la válvula puede ser un interruptor controlable que se puede utilizar en cualquier momento y el diodo es un interruptor no controlado. La alimentación para el circuito es obtenida del secundario del transformador. El voltaje de salida del convertidor consiste de dos partes; una componente en DC y la onda cuyo valor está determinado por el número de pulsos [31].

Al hablar de compuertas debemos tener en cuenta que es necesario realizar una compensación en cuanto a la potencia reactiva [32], [33].

Para la simulación utilizamos fuentes de generación hidroeléctrica, la cual nos entrega corriente alterna. Entonces es necesario cambiar la corriente de alterna a continua para la transmisión HVDC, para esto necesitamos un puente rectificador o llamado también puente o circuito de Graetz.

#### 2.4.1 Análisis del circuito de Graetz

Al analizar las válvulas tenemos como resultado que en cualquier momento dos válvulas conducen en el puente, una ubicada en la parte superior y una válvula de la parte inferior, en el siguiente ciclo da como resultado el cierre de dichas válvulas que ya está conduciendo.

Las válvulas están numeradas en la secuencia en que se disparan. Así, la válvula 2 dispara  $60^\circ$  después del disparo de la válvula 1 y la válvula 3 dispara  $60^\circ$  después del disparo de la segunda válvula. Cada válvula funciona durante  $120^\circ$  y el intervalo entre el impulso de

disparo consecutivo es de  $60^\circ$  en estado estacionario [31].

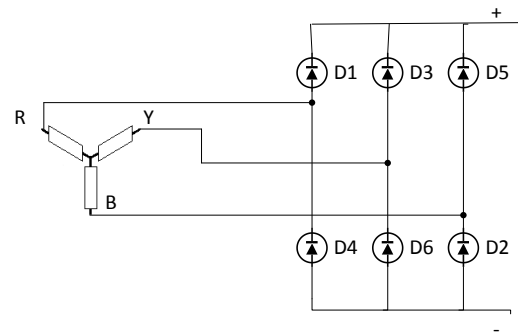


Figura 13. Secuencia de conducción del puente

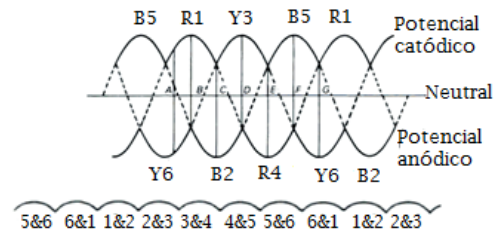


Figura 14. Forma de onda del voltaje en DC [29]

Con el fin de satisfacer las necesidades de la industria se ha diseñado varias topologías, de las cuales estudiaremos dos; AC-DC y DC-AC ya que este tipo de conversión son las que se necesitan para el trabajo propuesto [34].

#### 2.4.2 Descripción del Convertidor

Cuando controlamos los interruptores en diversas combinaciones podemos hacer que el convertidor trabaje en inyección de energía y modos de oscilación libre. Funcionando como modo libre, existe pérdidas de potencia en el tanque resonante esto se debe a los componentes no ideales y no conseguiremos una oscilación permanente. Por otro lado, en el modo de inyección de energía, el tanque es directamente alimentado por la fuente de alimentación. [35], [36]

##### 2.4.2.1 AC – DC Rectificador

Para este tipo de conversión necesitamos el lado del primario en AC pero al lado

del secundario debemos cambiar a DC, en la siguiente figura 15 se explica el funcionamiento. Durante un ciclo de la fuente de AC, los interruptores S1 y S3 en el lado secundario se apagan. Cuando la corriente resonante es mayor que cero, el interruptor S2 se enciende y el interruptor S4 se apaga, la corriente resonante alimenta la carga. Cuando la corriente resonante es inferior a cero, el interruptor S2 se apaga y el interruptor S4 se enciende, la corriente resonante fluye en el tanque.

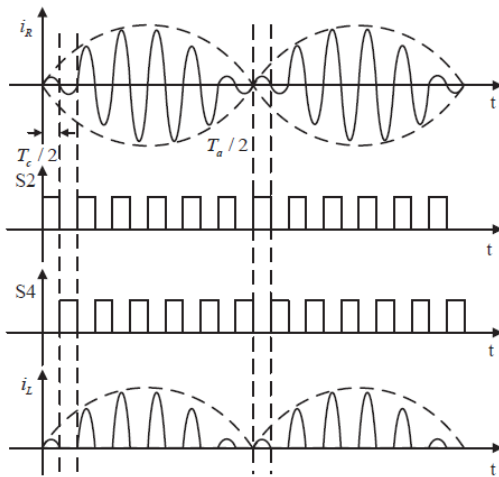


Figura. 15. Las operaciones de conmutación del lado secundario en la conversión AC-DC.

#### 2.4.2.2 DC-AC Inversor

Un inversor es un convertidor de energía que logra cambiar de energía de corriente continua a corriente alterna y al hablar de los interruptores, estos tienen un funcionamiento similar al modo AC-CC debido a que comparten la topología. Como se muestra en la figura 16  $T_o$  es el periodo de salida del voltaje, en el lado primario se apagan los interruptores P2 y P4. Cuando la corriente resonante es superior a cero, el interruptor P3 se apaga y el interruptor P1 se enciende. Por otro lado, cuando la corriente resonante es menor que cero el interruptor P3 se enciende y el interruptor P1 se apaga.

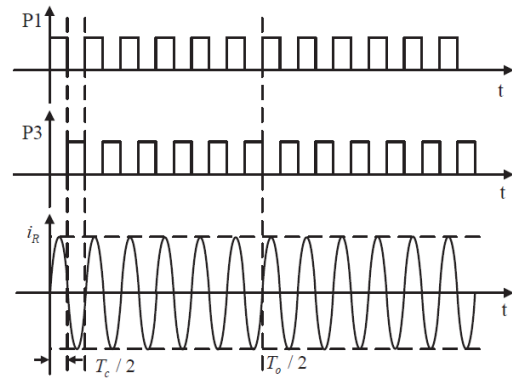
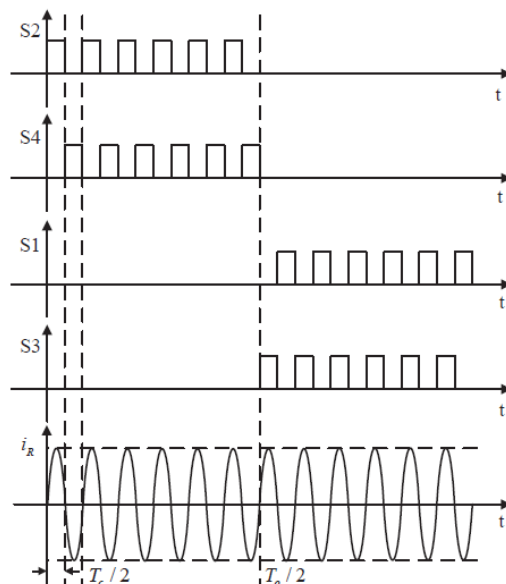


Figura 16. Operaciones de conmutación del lado primario en la conversión DC-AC

Para el análisis del lado del secundario, S3 y S1 se apagan durante el ciclo positivo. Cuando la corriente resonante es superior a cero, el interruptor S4 se apaga y el interruptor S2 se enciende. Por otro lado, cuando la corriente resonante es inferior a cero tendríamos lo contrario. En el ciclo negativo, los interruptores S4 y S2 se encuentran apagados. Cuando la corriente resonante es superior a cero el interruptor S3 se enciende y el interruptor S1 se apaga. Cuando la corriente resonante es menor que cero, el interruptor S3 se apaga y el interruptor S1 se enciende, como podemos ver en la figura 17.

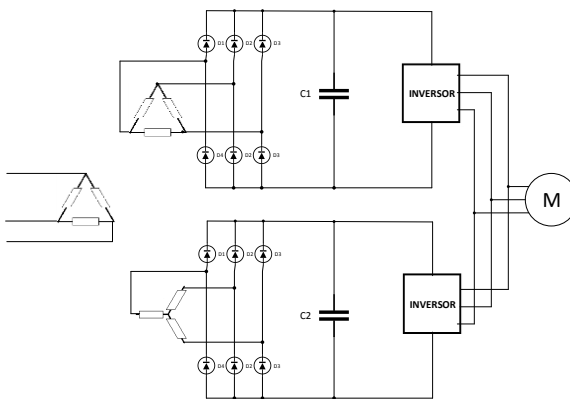


**Figura 17.** Operaciones de conmutación del lado secundario en la conversión DC-AC [32].

### 2.5 *Convertor de 12 Pulsos AC - DC*

En la década de 1960 cuando los valores al controlar la corriente eran limitados, los convertidores de 12 pulsos dieron un enfoque más simple para lograr controlar corrientes más altas.

El convertor consta de dos rectificadores de seis pulsos cada uno conectados en paralelo y desplazados  $30^\circ$  entre sí como podemos ver en la figura 18, éste desplazamiento lo podemos lograr mediante conexiones entre delta y estrella. Para permitir que cada salida de los rectificadores funcione de manera independiente es necesario utilizar un reactor interface debido a que los voltajes de salida de los rectificadores no son las mismas. Por otro lado la corriente en el primario del transformador es la suma de cada rectificador de seis pulsos [37].



**Figura 18.** Estructura de alimentación del variador de AC conectado en paralelo de 12 pulsos

Para controlar el generador de impulsos del convertidor es posible utilizar el Angulo alfa que es la señal de referencia y el parámetro de sincronización  $\omega t$  el cual varía entre 0 y  $360^\circ$ , la señal  $\omega t$  se sincroniza con el cruce por cero del voltaje fundamental. La señal de  $\omega t$  se puede obtener del

sistema de bucle de bloqueo de fase o por sus siglas en inglés PLL (phase locked loop) [38].

## 3 MÉTODO DE LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE

Uno de los problemas más grandes en los sistemas HVDC es la localización de fallas, no podemos utilizar los métodos que comúnmente se utiliza para los sistemas en AC debido a que son muy lentos en comparación de los sistemas HVDC. El método de localización de fallas mediante la impedancia equivalente es útil para fallas polo a tierra que son los más comunes.

El uso de los sistemas HVDC en malla se está aplicando en varios países del mundo como la central de Itaipú ubicada en la frontera entre Brasil y Argentina o la central Rihand ubicada en la India [39], [40]. Con la implementación de estas redes se pretende aliviar el uso de sistemas AC.

La norma IEC 61660-1 describe como calcular corrientes de falla en sistemas auxiliares de DC, esta norma define la corriente de falla como una superposición de las corrientes provenientes de los generadores, convertidores, baterías, etc., lo que no toma en cuenta la norma son los parámetros de las líneas de transmisión ni los enlaces de mallas a los que pueden estar sujetos las líneas.

El método se basa en la evaluación continua de los parámetros de la línea DC que son: delta de corriente, delta de voltaje y la corriente que circula a través del ramal a tierra ( $\Delta I$ ,  $\Delta V$  e  $I_E$ ), cuando una onda de corriente o de voltaje alcanza un nodo, estos tres criterios se analizan conjuntamente.

Para evaluar estos parámetros es necesario obtener los valores de voltaje y corrientes los cuales conseguimos en la simulación al analizar la falla, el valor restante es el de la impedancia el cual lo calculamos de la siguiente manera:

$$Z = \frac{V}{I}$$

- Lectura de valores de voltaje y corriente en estado estable (FORMULAS):

$V_{bus_n}$  = lectura de voltajes en el sistema bajo condiciones normales.

$I_{bus_n}$  = lectura de corrientes en el sistema bajo condiciones normales.

- Asignar un punto en la línea de transmisión donde se provocará una falla a fin de determinar la funcionalidad del método.
- Provocar falla en el punto determinado mediante un interruptor, el cual unirá la línea a tierra
- Medición de valores de voltajes y corrientes en las líneas en buses post falla

$$V_f, V_o, I_f, I_o$$

- Determinar el delta de Z: división delta V/ delta I
- La ubicación se logra en función del menor valor posible de delta de Z
- Medición de corriente a tierra de falla.
- En función de los signos de delta de corriente ( $\Delta I$ ) es posible identificar el tipo de falla:

+ = falla polo positivo a tierra  
 - = falla polo negativo a tierra

+/- = falla entre polos

El criterio de la variación de corriente analiza las gradientes existentes entre los polos positivo y negativo de las líneas midiendo el cambio de corriente, si la variación de corriente entre el polo positivo y el polo negativo es la misma, pero con signo contrario, entonces estamos hablando de una falla polo a polo. Si uno de estos cambios es mayor que el preestablecido tendremos una falla polo a tierra en el polo que alcance el valor más alto.

El criterio de la variación del voltaje compara las variaciones de voltaje de los polos positivos y negativos con respecto a tierra, esta evaluación es útil para identificar el polo con falla. La falla se encuentra en donde se encuentre la mayor variación de voltaje entre línea a tierra.

El criterio restante es la evaluación de corriente que recorre a tierra cuando existe una falla de polo a tierra.

Al analizar estos criterios conjuntamente podemos tener una idea clara de donde se encuentra la falla según la tabla 2 se toma la decisión sobre la línea defectuosa y el tipo de falla [41].

	Cortocircuito polo a polo	Cortocircuito polo a tierra	Fuga de polo a tierra
criterio $\Delta I$	✓	✓	✓
criterio $\Delta V$	-	(✓)	(✓)
criterio $I_e$	-	(✓)	(✓)

Tabla 2. Resultado de criterio de selección

## 4 MÉTODO DE DETECCIÓN DE FALLAS EN HVDC MEDIANTE CONVERTORES DE POTENCIA

Con el uso de convertidores se puede aumentar la eficacia en lugar de utilizar el transformador de línea [42].

Durante una falla, los sistemas HVDC son susceptibles debido a la descarga de corriente de la capacitancia en el lado de corriente continua. Debido a que en una descarga esta corriente se suma a la baja impedancia de las líneas esta puede ocasionar graves daños a la red [43].

Con el desarrollo de la tecnología VSC se logró crear el convertidor multinivel modular (MMC), este convertidor puede ser de dos tipos de medio puente y de puente completo. El tipo de medio puente se lo puede comprender como convertidor sin bloqueo debido a que no puede bloquear la corriente cuando ocurre una falla y debido a eso es necesario colocar protecciones en el lado de AC a los dos extremos de la línea. Por otro lado, el convertidor de puente completo mediante el control del convertidor puede bloquear la corriente de falla [44].

Al ocurrir una falla en un sistema de transmisión el convertidor puede cambiar la corriente que se envía hacia la línea y cerrar por completo el abastecimiento de energía [13].

El MMC está hecho con varios sub módulos que se los puede controlar individualmente, un sub módulo está compuesto por dos interruptores IGBT y un condensador. La función de los interruptores es insertar el condensador

en el camino que recorre la corriente, de esta manera conseguimos dos niveles de voltaje. De esta manera cuando el interruptor S1 está encendido el interruptor S2 está apagado el sub módulo se encuentra encendido, en el caso contrario cuando el S1 se encuentra apagado y el S2 encendido el sub módulo se encuentra apagado y el voltaje del condensador es cero.

Cuando ambos interruptores se encuentran apagados se dice que el sub módulo está bloqueado, en condiciones de estado estable, el voltaje total en cada tramo de corriente continua es igual al voltaje de enlace de corriente continua nominal y la mitad de los condensadores se encuentran conectados a sus respectivos condensadores como podemos ver en la figura 19. El reactor de brazo (Arm breaker en el diagrama) está diseñado para eliminar la corriente resultante que se da a causa del condensador y limitar el aumento de fallas en corriente continua durante cortocircuitos [28], [45].

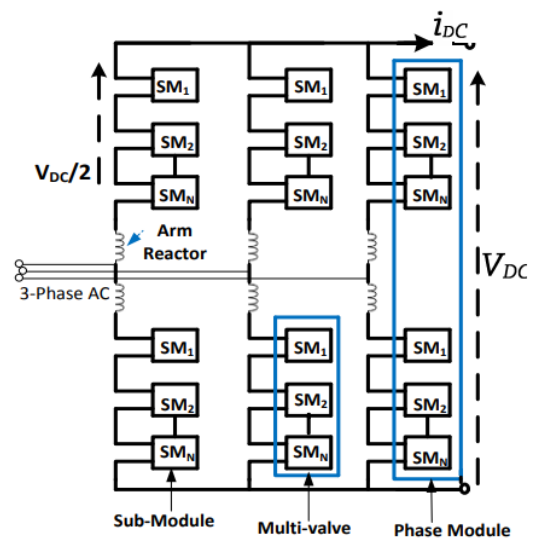


Figura 19. Diagrama esquemático de MMC [45].

Para obtener el delta de voltaje, corriente e impedancia restamos el valor final el cual es medido después de que el sistema sufre la falla menos el valor inicial el cual tomamos cuando el sistema se encuentra en estado estable.

**Algoritmo 1: Método de Impedancia Equivalente**

**Paso 1 – Inicio**

**Paso 2 – Lectura de valores en las barras:**

$V_o, V_f, I_o, I_f, I_{eo}, I_{ef}, \Delta V, \Delta I, \Delta I_e, Z_o, Z_f$

**Paso 3 – Procesamiento de datos:**

**Flujo de potencia en características normales**

**Paso 4 – Medición voltajes y corrientes en Nodos pre falla**

**Paso 5 – Inducción de falla en  $t=5.5s$**

**Paso 6 – Medición voltajes y corrientes en nodos post falla**

**Paso 7 – Cálculo de delta**  
 $\Delta I, \Delta V, \Delta Z$

**Paso 8 – Comparación delta en cada barra**  
 $\Delta I, \Delta V, \Delta Z$

**Paso 9 – Ubicación de la falla según la comparación.**

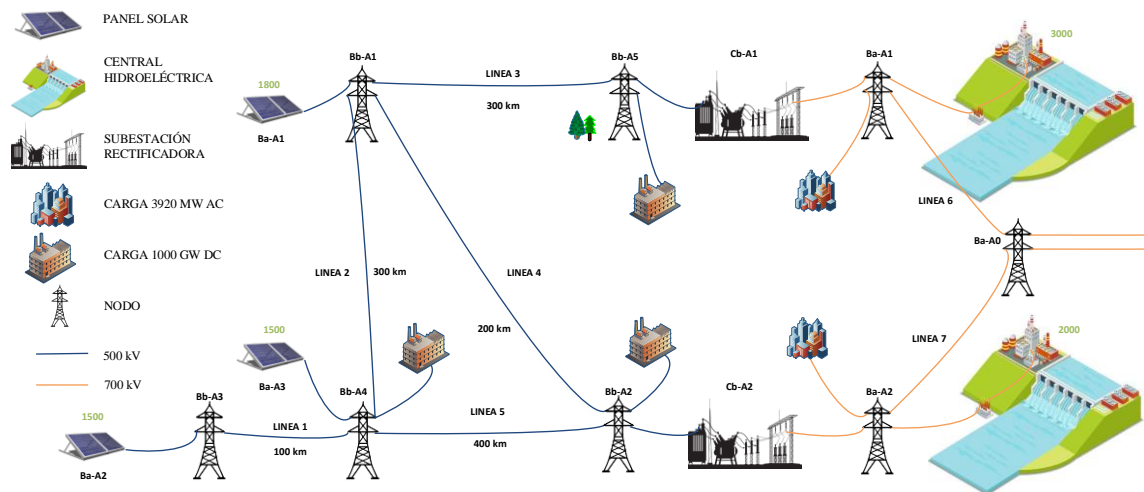
$\Delta I \uparrow$

$\Delta V1 \downarrow$   
 $Zf1 \downarrow$

**Paso 5 – FIN**

## 5 CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio se utilizó un SEP con generación de tres plantas de energía solar y dos centrales hidroeléctricas, los cuales utilizan convertidores de energía para lograr en la etapa de transmisión un voltaje a 500 kV y así obtener un anillo en DC con cinco barras mostrada en la figura 20. La red transmite energía renovable en el lado de DC. El SEP es el STM1 que es un caso de prueba estándar en HVDC del CIGRÉ, del cual utilizamos los valores de generación como los valores de las líneas. El modelo es una adaptación de una red bipolar VSC-HVDC de cinco terminales como lo podemos ver en la figura 20. [23]



**Figura 20.** Sistema de Potencia propuesto para este trabajo

### 5.1 Detalle de las líneas

Para el caso de estudio utilizamos los siguientes valores para las líneas de transmisión simulados en el programa Simulink de Matlab. Estos valores son

obtenidos del modelo STM1 que es un modelo de prueba HVDC del CIGRÉ.

Tabla 3. Parámetro de líneas

Detalle	Resistencia	Inductancia	Capacitancia	Longitud
---------	-------------	-------------	--------------	----------

	[ $\Omega$ /Km]	[H/Km]	[F/Km]	[Km]
Línea 1	0.019	0.9337	12.74	100
DC		e-3	e-9	
Línea 2	0.019	0.9337	12.74	300
DC		e-3	e-9	
Línea 3	0.019	0.1e-12	0.1e-12	300
DC				
Línea 4	0.019	0.9337	12.74	200
DC		e-3	e-9	
Línea 5	0.019	0.9337	12.74	400
DC		e-3	e-9	

Línea 6	0.013	1.05	11.33	200
AC		e-3	e-009	
Línea 7	0.013	1.05e-3	11.33	200
AC			e-009	

## 5.2 Escenarios de estudio

En este artículo se realizó dos casos de estudio en los cuales se simularon fallas en las líneas de transmisión.

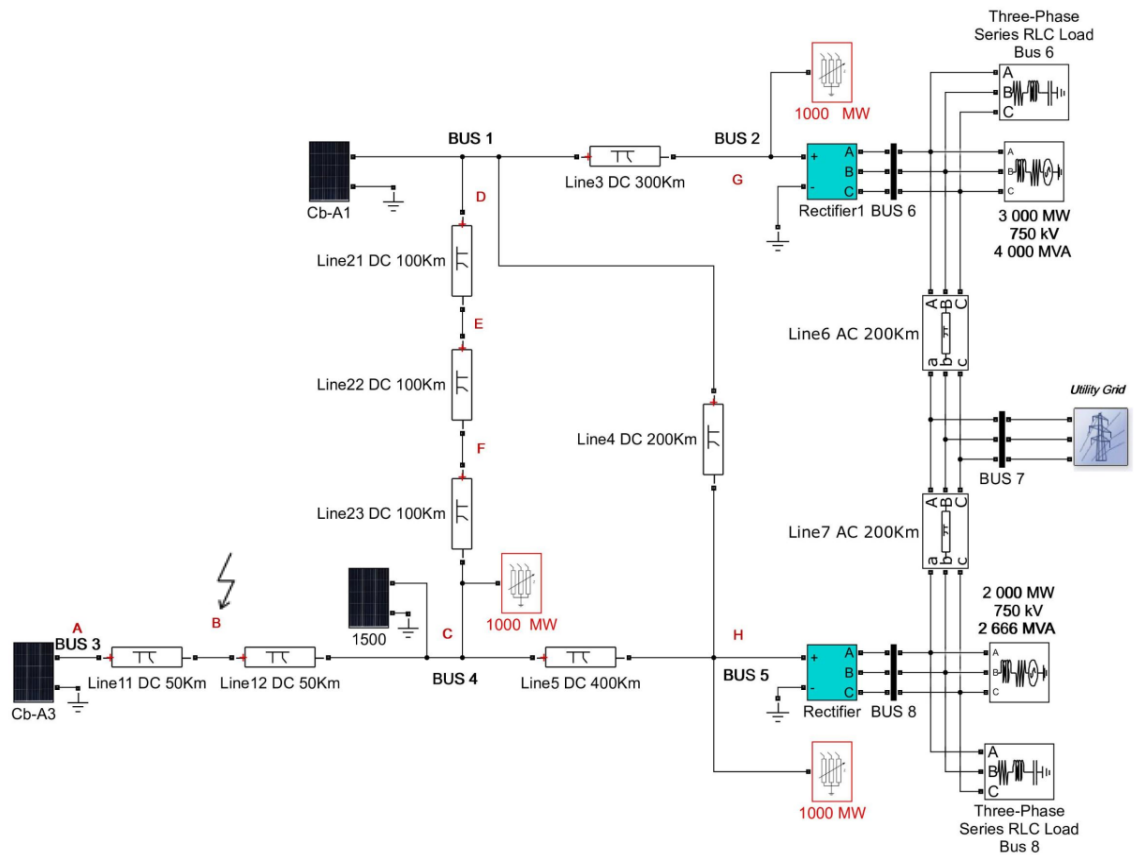


Figura 21. Sistema de Potencia con falla en el Punto B.



### 5.2.1 Caso 1

En este caso creamos la falla en el sistema como tal respetando la longitud de las líneas (figura 21). En el cual podemos observar que en la etapa de transmisión en HVDC tenemos cinco buses o barras las mismas que están alimentadas por el lado de DC por tres centrales solares, dos de 1500 MW y una de 1800 MW, y en el lado de AC tenemos tres barras abastecidas por dos centrales hidroeléctricas de 2000 y 3000 MW. La falla simularemos en el punto B el cual se encuentra en la línea 1 de 100 Km de longitud ubicada entre el bus 3 cerca de la central solar CB-A3 y bus 4. A la línea 1 la dividimos en 2 líneas de 50 Km.

### 5.2.2 Caso 2

Para el caso dos segmentamos las líneas 1 y 2 de manera que en la línea 2 obtenemos tres líneas de 100 Km cada una y en la línea 1 tenemos dos líneas de 50 Km cada una (figura 22). La falla se simuló en el punto F el cual se encuentra entre el bus 1 y el bus 4 tomando un punto central dentro de la línea 2, el cual se encuentra en la etapa de transmisión HVDC.

En el modelo analizado se encuentran cinco plantas de generación de energía y tres cargas distribuidas a lo largo del sistema descritos en la tabla 4

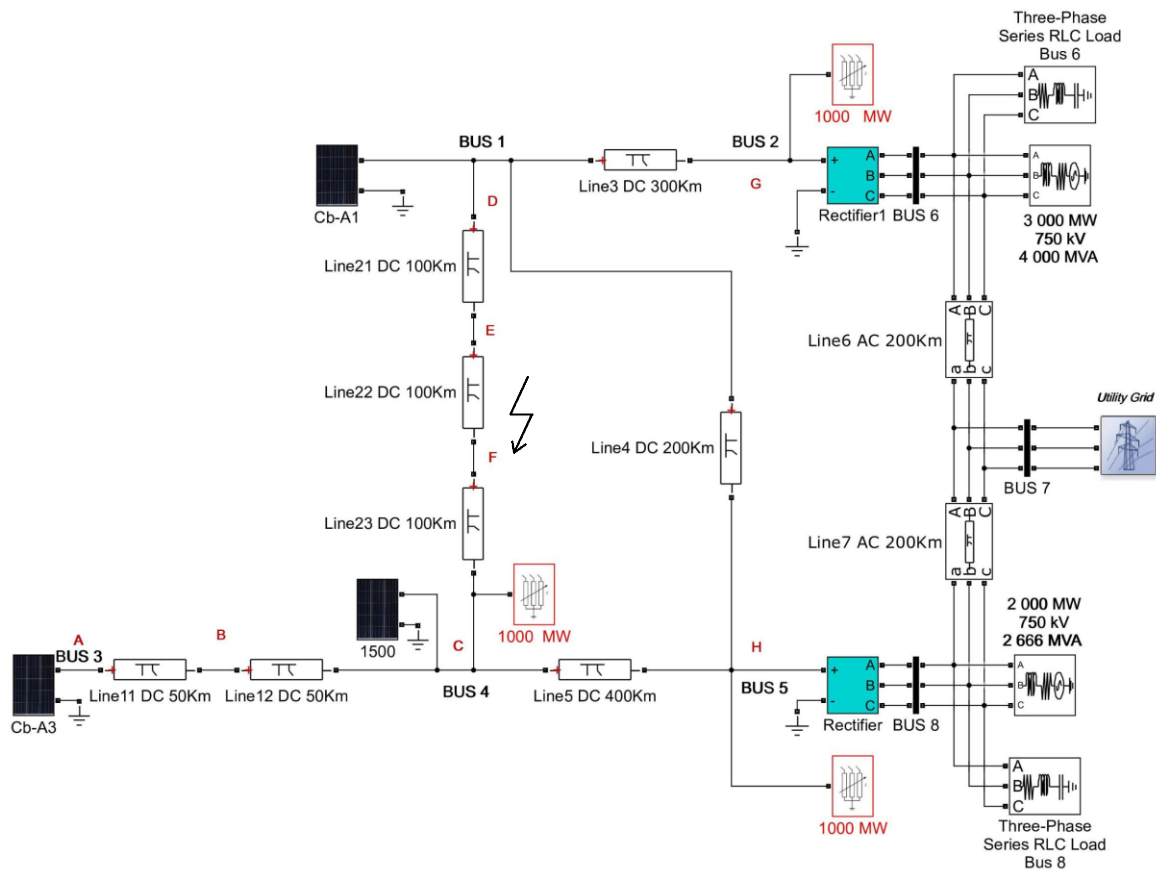


Figura 22. Sistema de Potencia con falla en el punto F

**Tabla 4. Generación y Carga**

Detalle	Tipo	Voltaje [kV]	Potencia [MW]
Planta 1	Foto-voltaica	250	1500
Planta 2	Foto-voltaica	250	1500
Planta 3	Foto-voltaica	250	1800
Planta 4	Hidro-eléctrica	750	3000
Planta 5	Hidro-eléctrica	750	2000
Carga 1	Serie RLC	500	1000
Carga 2	Serie RLC	500	1000
Carga 3	Serie RLC	500	1000

## 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para comprobar el método de la impedancia equivalente en los sistemas de transmisión HVDC realizamos dos casos de estudio obteniendo los valores de voltaje, corriente que atraviesa por la línea de transmisión y la corriente que circula por el ramal a tierra mostrados en las siguientes tablas.

### 6.1 Caso 1:

	CORRIENTE		
	I <sub>o</sub>	I <sub>f</sub>	ΔI
A	1597	127100	125503
B	1341	-124900	126241
C	854,2	-16560	17414
D	2744	51340	48596
E	-335,1	32110	32445
F	-335,1	32120	32455
G	1909	637	1272

Tabla 5. Corriente en el caso 1

	VOLTAJE		
	V <sub>o</sub>	V <sub>f</sub>	ΔV
A	492600	72320	-420280

B	491300	-10060	-501360
C	490000	90170	-399830
D	488100	163500	-324600
E	488700	139400	-349300
F	489400	115000	-374400
G	477700	159700	-318000

Tabla 6. Voltaje en el caso 1

	CORRIENTE A TIERRA		
	I <sub>eo</sub>	I <sub>ef</sub>	ΔI <sub>e</sub>
I <sub>e</sub>	0	54430	54430

Tabla 7. Corriente que circula por el ramal a tierra en el caso 1

	IMPEDANCIA		
	Z <sub>o</sub>	Z <sub>f</sub>	ΔZ
A	308,45	0,57	-307,88
B	366,36	0,08	-366,29
C	573,64	5,45	-579,08
D	177,88	3,18	-174,69
E	-1458,37	4,34	1462,71
F	-1460,46	3,58	1464,04
G	250,24	250,71	0,47

Tabla 8. Impedancia para el caso 1

### 6.2 Caso 2:

	CORRIENTE		
	I <sub>o</sub>	I <sub>f</sub>	ΔI
A	1341	17330	15989
B	1341	17330	15989
C	854,2	-536,7	1390,9
D	2744	21110	18366
E	-335,1	19480	19815,1
F	-335,1	-34950	34614,9
G	1908	499,8	1408,2

Tabla 9. Corriente para el caso 2

	VOLTAJE		
	Vo	Vf	$\Delta V$
A	492600	153300	-339300
B	491300	136900	-354400
C	490000	120500	-369500
D	488100	128000	-360100
E	488800	91220	-397580
F	489400	54430	-434970
G	477700	124900	-352800

Tabla 10. Voltaje para el caso 2

	CORRIENTE A TIERRA		
	Ieo	Ief	$\Delta Ie$
Ie	0	54430	54430

Tabla 11. Corriente que circula por el ramal a tierra en el caso 2

	IMPEDANCIA		
	Zo	Zf	$\Delta Z$
A	367,337808	8,84593191	-358,491876
B	366,368382	7,89959608	-358,468786
C	573,636151	224,520216	-349,115935
D	177,879009	6,06347703	-171,815532
E	1458,66905	4,68275154	-1453,9863
F	1460,45956	1,55736767	-1458,9022
G	250,366876	249,89996	-0,46691633

Tabla 12. Impedancia para el caso 2

### 6.3 Algoritmo para la localización de fallas

---

#### Algoritmo 2: Localización de fallas

---

**Paso 1 – Inicio**

**Paso 2 – Lectura de valores en las barras:**

**$V_o, V_f, I_o, I_f, I_{eo}, I_{ef}, \Delta V, \Delta I, \Delta I_e, Z_o, Z_f$**

---

**Paso 3 – Procesamiento de datos:**

Si

$$\Delta I1 > \Delta I2$$

**La falla se encuentra en la barra 1**

**Caso Contrario**

**La falla se encuentra en la barra 2**

**Repetir paso 1 hasta barra N**

$$\Delta V1 < \Delta V2$$

**La falla se encuentra en la barra 1**

**Caso Contrario**

**La falla se encuentra en la barra 2**

**Repetir paso 1 hasta barra N**

---

$$Z_{f1} < Z_{f2}$$

**La falla se encuentra en la barra 1**

**Caso Contrario**

**La falla se encuentra en la barra 2**

**Repetir paso 1 hasta barra N**

---

**Paso 4 – Ubicación de la falla**

**La falla se encuentra en:**

$$\Delta I \uparrow$$

$$\Delta V1 \downarrow$$

$$Z_{f1} \downarrow$$


---

**Paso 5 – FIN**

---

#### Algoritmo 1: Localización de fallas

### 6.4 Análisis de Gráficas obtenidas

Al analizar los valores de voltaje y corriente podemos rescatar que en el lugar donde se ocurre la falla es valor más alto en comparación de los demás buses o barras. Y al observar la impedancia final en la barra afectada podemos ver que es el valor menor en comparación con las demás barras.

Como podemos ver en las gráficas obtenidas en la simulación, la corriente que circula por la falla simulada a tierra solamente tendrá un valor cuando ocurra una falla.

Con la gráfica del voltaje podemos observar que al ocurrir una falla el voltaje disminuye hasta llegar al valor mínimo y por ultimo a cero.

Por otro lado, al ocurrir una falla en el sistema, la corriente se eleva. Entonces al comparar los datos obtenidos en las simulaciones tenemos como resultado que en la línea donde se simuló la falla cumple con los requisitos mencionados en el punto 4.

### 6.4.1 Caso 1

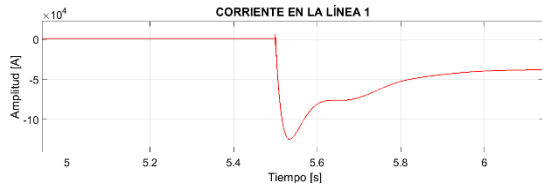


Figura 23. Corriente caso 1

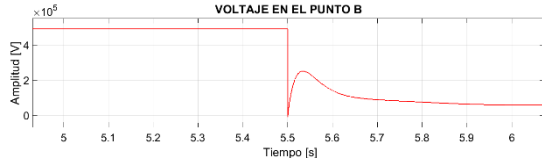


Figura 24. Voltaje caso 1

Como podemos ver en la figura 23 la corriente en el punto de falla es la más alta que en el resto de barras, ocurriendo lo mismo con el valor del voltaje en el punto B siendo el valor más bajo.

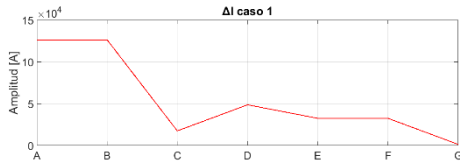


Figura 25. Delta de corriente caso 1

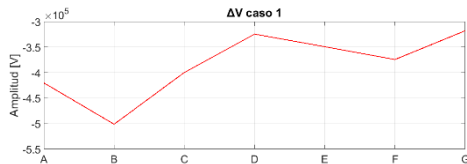


Figura 26. Delta de voltaje caso 1

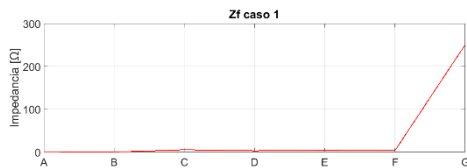


Figura 27. Impedancia final medida en el transitorio para el caso 1

En la figura 25 se compara el delta de corriente de las distintas líneas del SEP comprobando que en el punto B se encuentra el valor más alto. Al analizar la figura 26 podemos observar que el valor del delta de voltaje en el punto de falla es el más bajo en comparación de las demás

barras. Al calcular la impedancia equivalente en al final del transitorio podemos observar que en el punto de falla es la más baja con respecto a las barras y eso podemos verificar con la figura 27.



Figura 28. Corriente a Tierra caso 1

Al observar la corriente a tierra se puede distinguir que solo en el momento de ocurrirse la falla tenemos un valor alto y esto ocurre a los 5.5 s indicados en la figura 28.

### 6.4.2 Caso 2

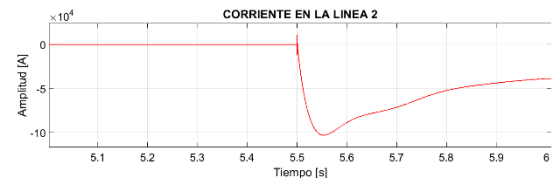


Figura 29. Corriente caso 2

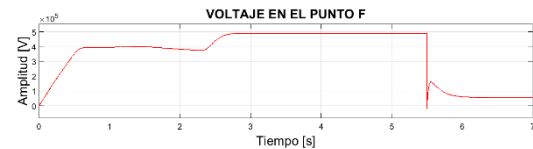


Figura 30. Voltaje caso 2

Evaluando la figura 30 podemos ver que al ocurrirse la falla en el punto evaluado encontramos el valor más alto de corriente con un valor de 346144,9 A. Y al evaluar la figura 31 tenemos que el valor del voltaje en el momento de la falla es el más bajo con -434970 V.

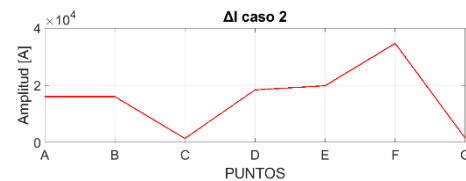
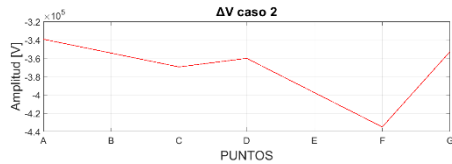
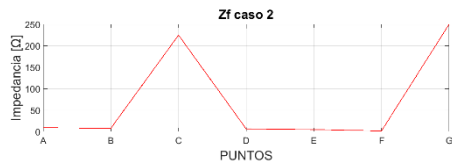


Figura 31. Delta de corriente caso 2



**Figura 32.** Delta de voltaje caso 2



**Figura 33.** Impedancia final medida en el transitorio para el caso 2

Al analizar la figura 32 tenemos que el delta de corriente en el punto F en el cual se efectuó la falla es el mayor con relación a las demás barras. Con la figura 33 podemos ver que el nivel de voltaje en el punto F es menor al compararlo con las demás barras. Y Finalmente en la figura 34 se puede observar que la impedancia final medida en el transitorio en el punto de la falla es la menor con respecto a las demás barras.



**Figura 34.** Corriente a tierra caso 2

Al evaluar la corriente a tierra podemos observar que al iniciar la simulación el valor se mantiene en cero, pero en el momento de la falla que es a los 5.5 s. esta se eleva con un valor de 54430 A como podemos ver en la figura 35.

## 7 CONCLUSIONES

Una desventaja de los sistemas HVDC es que las fallas en los mismos son más difíciles de detectar debido a su velocidad de propagación, el método de la impedancia equivalente permite solventar este problema al ubicar esta falla con el uso de medidores de voltajes y corrientes en las distintas barras del sistema y a su vez

calculando la impedancia equivalente con los valores obtenidos.

Después de realizar la metodología y la evaluación del sistema propuesto, las mediciones realizadas en este trabajo permitieron comprobar la eficacia del método al demostrar que la falla se encuentra donde se obtuvo el delta de corriente ( $\Delta I$ ) más alta al ocurrir la falla, a su vez el delta de voltaje ( $\Delta V$ ) más bajo con respecto a las demás barras y el cálculo de la impedancia final menor en todo el sistema.

Mediante los casos de estudio planteados en la sección (5) se demostró que al comparar valores medidos ( $\Delta I$ ,  $\Delta V$ ,  $\Delta Z$ ,  $I_e$ ) de voltaje, corriente; la impedancia equivalente calculada para cada barra, permitió ubicar la falla en función del algoritmo propuesto en la metodología.

## 8 TRABAJOS FUTUROS

Al hablar de transmisión en HVDC podemos utilizar dos topologías, la transmisión en VSC y CSC, pero podemos utilizar las ventajas de ambos sistemas y combinarlos en uno solo [46].

## 9 REFERENCIA

- [1] M. Lamnadi, M. Trihi, and A. Boulezhar, "Study of a hybrid renewable energy system for a rural school in Tagzirt, Morocco," *Proc. 2016 Int. Renew. Sustain. Energy Conf. IRSEC 2016*, pp. 381–386, 2017, doi: 10.1109/IRSEC.2016.7984079.
- [2] Z. Huayun, E. Power, and E. Design, "A new Interpretation of Commutation Failure Risk in Multi-infeed HVDC System," pp. 1–5.
- [3] X. Feng, L. Qi, and J. Pan, "A novel

- fault location method and algorithm for DC distribution protection,” *2016 IEEE Ind. Appl. Soc. Annu. Meet.*, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/IAS.2016.7731976.
- [4] X. Feng, L. Qi, and J. Pan, “Fault inductance based protection for DC distribution systems,” pp. 6–6, 2016, doi: 10.1049/cp.2016.0032.
- [5] J. Wang, D. W. P. Thomas, M. Sumner, and R. D. Geertsma, “Fast Fault Detection and Location of a Zonal Marine Power System: Using Active Impedance Estimation,” no. 3, pp. 490–494.
- [6] B. Hoseinzadeh, M. Hadi Amini, C. L. Bak, and F. Blaabjerg, “High Impedance DC Fault Detection and Localization in HVDC Transmission Lines Using Harmonic Analysis,” *Proc. - 2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC/ CPS Eur. 2018*, pp. 5–8, 2018, doi: 10.1109/IEEEIC.2018.8494613.
- [7] C. Xia, M. Suo, and L. Xi, “Analysis on commutation failure caused by AC faults in multi-infeed HVDC systems,” *Proc. - Power Eng. Autom. Conf. PEAM 2012*, no. 1, pp. 1–4, 2012, doi: 10.1109/PEAM.2012.6612526.
- [8] F. Boussaadia, “Reliability analysis of transmission lines protection systems of the SONELGAZ power system,” *Proc. Alger. Large Electr. Netw. Conf. CAGRE 2019*, pp. 110–114, 2019, doi: 10.1109/CAGRE.2019.8713173.
- [9] D. Glover and M. Sarma, *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*. Mexico, D. F., 2004.
- [10] B. M. Weedy, B. J. Cory, N. Jenkins, J. B. Ekanayake, and G. Strbac, *Electric power systems*, Wiley, 2016.
- [11] A. Sharafi, M. Sanaye-Pasand, and P. Jafarian, “Ultra-high-speed protection of parallel transmission lines using current travelling waves,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 5, no. 6, pp. 656–666, 2011, doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0767.
- [12] L. Xing, Q. Chen, Z. Gao, and Z. Fu, “A new protection principle for HVDC transmission lines based on fault component of voltage and current,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039315.
- [13] J. Cheng, M. Guan, L. Tang, H. Huang, X. Chen, and J. Xie, “Paralleled multi-terminal DC transmission line fault locating method based on travelling wave,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 12, pp. 2092–2101, 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0886.
- [14] M. Shukr, D. W. P. Thomas, and P. Zanchetta, “VSC-HVDC transmission line faults location using active line impedance estimation,” *2012 IEEE Int. Energy Conf. Exhib. ENERGYCON 2012*, pp. 244–248, 2012, doi: 10.1109/EnergyCon.2012.6347760.
- [15] X. Feng, L. Qi, and J. Pan, “A novel fault location method and algorithm for DC distribution protection,” *IEEE Ind. Appl. Soc. 52nd Annu. Meet. IAS 2016*, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/IAS.2016.7731976.
- [16] O. M. K. K. Nanayakkara, A. D.

- Rajapakse, and R. Wachal, "Location of DC line faults in conventional HVDC systems with segments of cables and overhead lines using terminal measurements," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 1, pp. 279–288, 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2174067.
- [17] P. Jafarian and M. Sanaye-Pasand, "A traveling-wave-based protection technique using wavelet/pca analysis," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 2, pp. 588–599, 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2037819.
- [18] V. Pathirana and P. McLaren, "A hybrid algorithm for high speed transmission line protection," *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, vol. 20, no. 4, pp. 2422–2428, 2006, doi: 10.1109/pes.2006.1709543.
- [19] O. M. K. K. Nanayakkara, A. D. Rajapakse, and R. Wachal, "Traveling-wave-based line fault location in star-connected multiterminal HVDC systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 4, pp. 2286–2294, 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2202405.
- [20] D. F. A. García, *Análisis de Sistemas de Potencia*. Monterrey.
- [21] P. C. Fernandes, H. N. G. Venzi Gonçalves, K. Melo E Silva, and F. Vigolvinio Lopes, "Two-Terminal Modal Traveling Wave-Based Fault Location Method for HVDC Systems," *WCNPS 2018 - Work. Commun. Networks Power Syst.*, 2019, doi: 10.1109/WCNPS.2018.8604378.
- [22] X. Dong, S. Wang, and S. Shi, "Research on characteristics of voltage fault traveling waves of transmission line," *Proc. - Int. Symp. Mod. Electr. Power Syst. MEPS'10*, pp. 1–5, 2010.
- [23] T. An, C. Han, Y. Wu, and G. Tang, "HVDC grid test models for different application scenarios and load flow studies," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 262–274, 2017, doi: 10.1007/s40565-016-0214-7.
- [24] H. Wang and M. A. Redfern, "The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks," *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 1–5, 2010.
- [25] A. Group, "Transmitting bulk power over long distances," 2009. [Online]. Available: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/eb40790aceafab654825703b0017ddb3.aspx>.
- [26] B. Andersen and C. Barker, "A new era in HVDC?," *IEE Rev.*, vol. 46, no. 2, pp. 33–39, 2000, doi: 10.1049/ir:20000208.
- [27] R. Rudervall, J. Chaptentier, and Raghuvveer Sharma, "High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper," *Energy Week*, no. Ccc, pp. 1–19, 2000.
- [28] A. Alassi, S. Bañales, O. Ellabban, G. Adam, and C. MacIver, "HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 112, no. March, pp. 530–554, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.04.062.
- [29] J. Arrilaga, *High Voltage Direct Current Transmission, 2nd Edition*,

- The Instit. London, 1998.
- [30] M. Jafar and M. Molinas, "Effects and mitigation of post-fault commutation failures in line-commutated HVDC transmission system," *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, no. ISIE, pp. 81–85, 2009, doi: 10.1109/ISIE.2009.5219912.
- [31] K. R. Padiyar, *HVDC Power Transmission System Technology and Systems Interactions*, New Age In. New Delhi, 2005.
- [32] J. Z. Xu, L. F. Luo, Y. Li, C. Rehtanz, Z. W. Zhang, and F. S. Liu, "Operating characteristics of a new filter-commutated converter based on equivalent Graetz bridge circuit model," *IET Power Electron.*, vol. 4, no. 9, pp. 959–967, 2011, doi: 10.1049/iet-pel.2010.0167.
- [33] D. Tiku, "Dc power transmission: Mercury-arc to thyristor HVdc valves [History]," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 12, no. 2, pp. 76–96, 2014, doi: 10.1109/MPE.2013.2293398.
- [34] M. Su, Z. Zhao, Q. Zhu, and H. Dan, "A converter based on energy injection control for AC-AC, AC-DC, DC-DC, DC-AC conversion," *Proc. 13th IEEE Conf. Ind. Electron. Appl. ICIEA 2018*, vol. 2, no. c, pp. 1394–1398, 2018, doi: 10.1109/ICIEA.2018.8397927.
- [35] S. D'Arco, L. Piegari, and P. Tricoli, "A novel thyristor rectifier for series connection of wind turbines," *SPEEDAM 2012 - 21st Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives, Autom. Motion*, pp. 1101–1106, 2012, doi: 10.1109/SPEEDAM.2012.6264611
- [36] J. Wang, D. Xu, B. Wu, and Z. Luo, "A low-cost rectifier topology for variable-speed high-power PMSG wind turbines," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 8, pp. 2192–2200, 2011, doi: 10.1109/TPEL.2011.2106143.
- [37] D. Maheswaran, "Current Harmonics analysis of 12- Pulse uncontrolled AC/DC converter fed AC drives," *IEEE-International Conf. Adv. Eng. Sci. Manag. ICAESM-2012*, pp. 207–212, 2012.
- [38] B. Misra and B. Nayak, "Understanding the control of 12-pulse thyristor converters in VSC-based HVDC system with passive filters," *Int. Conf. Technol. Smart City Energy Secur. Power Smart Solut. Smart Cities, ICSESP 2018 - Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/ICSESP.2018.8376729.
- [39] H. Arakaki, S. R. Alves, K. Eriksson, J. Graham, and G. Biledt, "Itaipu Hvdc Transmission System 10 Years Operational Experience," *V. SEPOPE - Recife, Bras.*, 1996.
- [40] R. P. S. S K Dube, "Operating Experience of Rihand-Dadri 500kV HVDC Tansmission System," *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [41] C. Troitzsch, A.-K. Marten, and D. Westermann, "Non-telecommunication based DC line fault detection methodology for meshed HVDC grids," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 16, pp. 4231–4239, 2016, doi:



10.1049/iet-gtd.2015.0700.

- [42] K. Sørbrink and D. Woodford, “Feasibility Study of Windfarm,” *Feasibility study regarding inntegration Läsö syd 160 MW winnd farm using VSC trannsmission*, pp. 1–5.
- [43] J. Sneath and A. D. Rajapakse, “Fault Detection and Interruption in an Earthed HVDC Grid Using ROCOV and Hybrid DC Breakers,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 3, pp. 971–981, 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2364547.
- [44] M. K. Bucher and C. M. Franck, “Comparison of fault currents in multiterminal HVDC grids with different grounding schemes,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2014-October, no. October, pp. 1–5, 2014, doi: 10.1109/PESGM.2014.6938990.
- [45] M. Ikhide, S. Tennakoon, A. Griffiths, S. Subramanian, and H. Ha, “Fault detection in Multi-Terminal Modular Multilevel Converter (MMC) based High Voltage DC (HVDC) transmission system,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, vol. 2015-Novem, no. Mmc, pp. 1–6, 2015, doi: 10.1109/UPEC.2015.7339887.
- [46] S. Gao, H. Zhu, B. Zhang, and G. Song, “Modeling and simulation analysis of Hybrid Bipolar HVDC system based on LCC-HVDC and VSC-HVDC,” *Proc. 2018 IEEE 3rd Adv. Inf. Technol. Electron. Autom. Control Conf. IAEAC 2018*, no. Iaeac, pp. 1448–1452, 2018, doi: 10.1109/IAEAC.2018.8577863.

# 11. MATRIZ DE ESTADO DEL ARTE

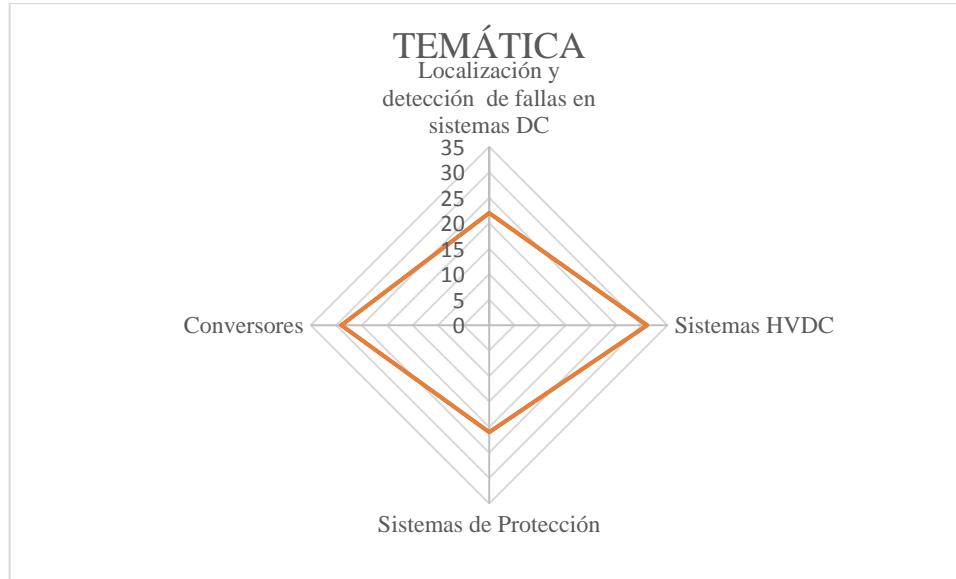
CÁLCULO DE IMPEDANCIA EQUIVALENTE PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC MEDIANTE EL CONTROL DE CONVERTORES DE POTENCIA																		
ITEM	DATOS	TÍTULO DEL ARTÍCULO	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA		
			Localización y detección de fallas en sistemas DC	Sistemas HVDC	Sistemas de Protección	Convertidores	Rápida propagación de corriente de falla en	Dificultad de detección de fallas en sistemas no	Impacto en los convertidores de potencia	Configuración del SEP	Tipos de Generación	Transmisión HVDC	Onda Viajera	Control de Protecciones	Algoritmo para ubicación	Tipos de Fallas	Impedancia equivalente	Ubicación con el método de impedancia equivalente
1	2019	Reliability analysis of transmission lines protection systems of the SONELGAZ power system	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
2	2019	HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
3	2018	High Impedance DC Fault Detection and Localization in HVDC Transmission Lines Using Harmonic Analysis	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
4	2018	Two-Terminal Modal Traveling Wave-Based Fault Location Method for HVDC Systems	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
5	2018	A converter based on energy injection control for AC-AC, AC-DC, DC-DC, DC-AC conversion	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6	2018	Understanding the control of 12-pulse thyristor converters in VSC-based HVDC system with passive filters	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
7	2018	Modeling and simulation analysis of Hybrid Bipolar HVDC system based on LCC-HVDC and VSC-HVDC	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
8	2017	Study of a hybrid renewable energy system for a rural school in Tagzirt, Morocco	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
9	2017	A new Interpretation of Commutation Failure Risk in Multi-infeed HVDC System	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
10	2017	HVDC grid test models for different application scenarios and load flow studies	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
11	2016	A novel fault location method and algorithm for DC distribution protection	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

12	2016	Fault inductance based protection for DC distribution systems	✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	✗	✗
13	2016	Electric power systems	□	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□
14	2016	Non-telecommunication based DC line fault detection methodology for meshed HVDC grids	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗
15	2016	Fault Detection and Interruption in an Earthed HVDC Grid Using ROCOV and Hybrid DC Breakers	✗	✗	✗	✗	□	□	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□
16	2015	Fault detection in Multi-Terminal Modular Multilevel Converter (MMC) based High Voltage DC (HVDC) transmission system	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	✗	□
17	2014	Paralleled multi-terminal DC transmission line fault locating method based on travelling wave	✗	✗	□	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	✗
18	2014	Dc power transmission: Mercury-arc to thyristor HVdc valves [History]	□	✗	□	✗	□	□	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□
19	2014	Comparison of fault currents in multiterminal HVDC grids with different grounding schemes	✗	✗	□	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	□	✗	□	✗	□
20	2013	Operating Experience of Rihand-Dadri 500kV HVDC Transmission System	□	✗	□	✗	□	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	□	□	□
21	2013	Feasibility Study of Windfarm	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□
22	2012	Analysis on commutation failure caused by AC faults in multi-infeed HVDC systems	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	□	✗	□	□
23	2012	Traveling-wave-based line fault location in star-connected multiterminal HVDC systems	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	✗
24	2012	VSC-HVDC transmission line faults location using active line impedance estimation	✗	✗	□	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	✗	✗
25	2012	Location of DC line faults in conventional HVDC systems with segments of cables and overhead lines using terminal measurements	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	✗
26	2012	A novel thyristor rectifier for series connection of wind turbines	□	✗	□	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□
27	2012	Current Harmonics analysis of 12- Pulse uncontrolled AC/DC converter fed AC drives	□	□	□	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□
28	2011	Ultra-high-speed protection of parallel transmission lines using current travelling waves	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	✗
29	2011	A new protection principle for HVDC transmission lines based on fault component of voltage and current	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	✗
30	2011	A low-cost rectifier topology for variable-speed high-power PMSG wind turbines	□	□	□	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□
31	2010	A traveling-wave-based protection technique using wavelet/pca analysis	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	✗	✗	□	□
32	2010	Research on characteristics of voltage fault traveling waves of transmission line	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	□
33	2010	The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	□
34	2010	Operating characteristics of a new filter-commutated converter based on equivalent Graetz bridge circuit model	□	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	□
35	2009	Transmitting bulk power over long distances	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□

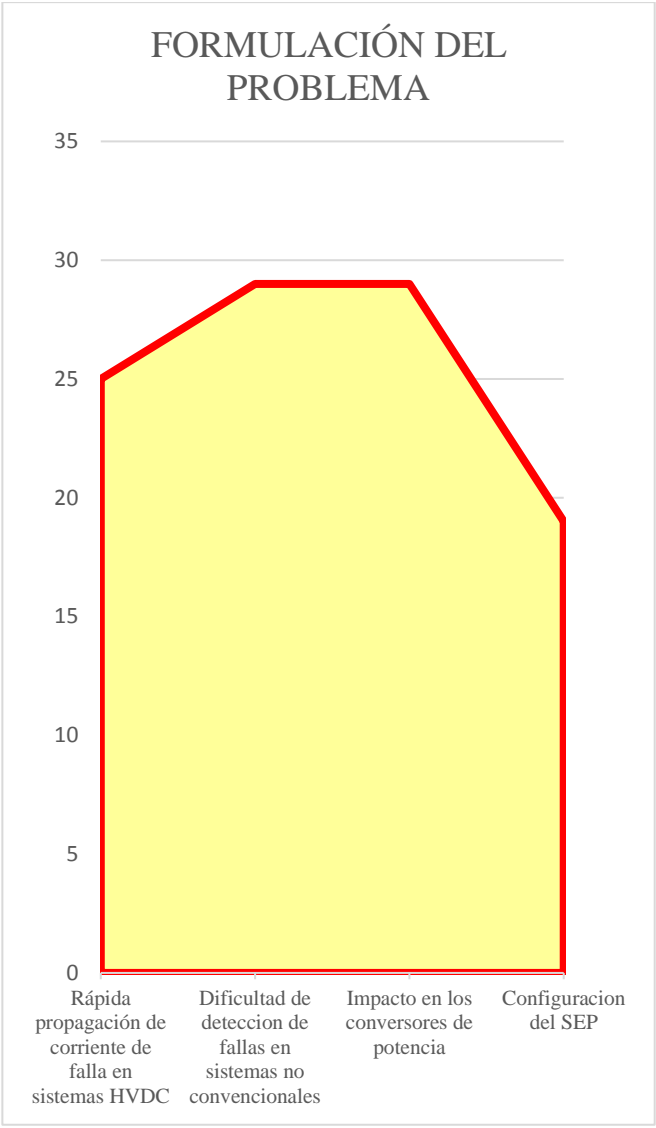
36	2009	Effects and mitigation of post-fault commutation failures in line-commutated HVDC transmission system	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
37	2008	Fast Fault Detection and Location of a Zonal Marine Power System: Using Active Impedance Estimation	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	
38	2006	A hybrid algorithm for high speed transmission line protection	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	
39	2005	HVDC Power Transmission System Technology and Systems Interactions	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	
40	2004	Sistemas de Potencia Análisis y Diseño	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
41	2000	A new era in HVDC	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	
42	2000	High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	
43	1998	High Voltage Direct Current Transmission	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	
44	1996	Itaipu HvdC Transmission System 10 Years Operational Experience	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	
45	1990	Análisis de Sistemas de Potencia	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
CANTIDAD:			22	31	21	29	25	29	29	19	31	26	19	13	14	21	14	11

Tabla 13. Matriz de Estado del Arte

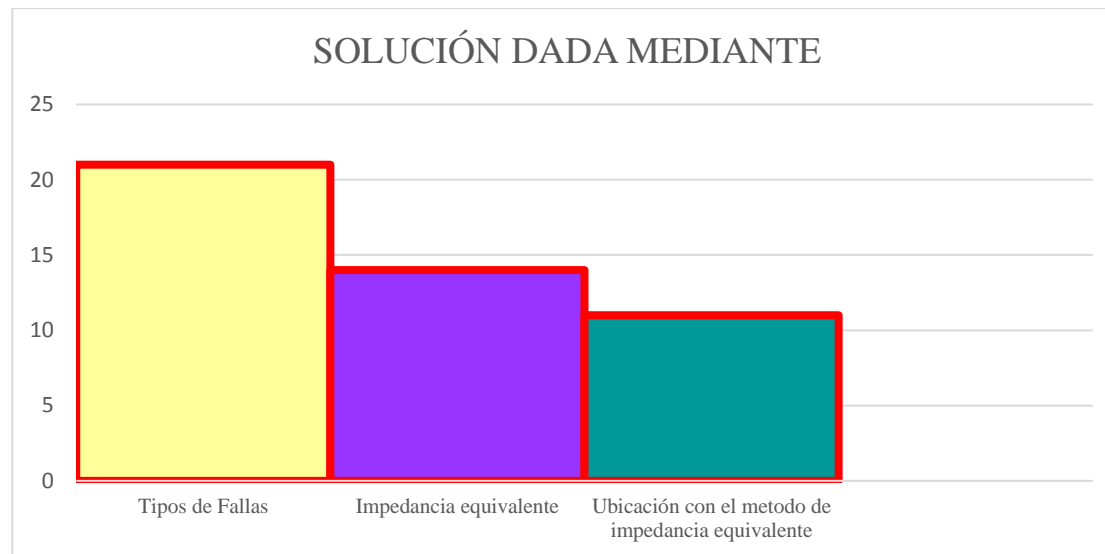
## 12. RESUMEN DE INDICADORES



**Figura 35.** Resumen e indicador de la temática



**Figura 36.** Indicador de formulación del Problema



**Figura 37.** Indicador de Solución