



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**ANÁLISIS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA EN  
COMPARACIÓN CON SISTEMAS TRADICIONALES DE CORRIENTE ALTERNA  
COMO UNA ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN ENTRE COLOMBIA Y ECUADOR**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PRESENTADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**AUTORES:**

Jonathan Iván Almache Oña

Erick Ariel Vega Salazar

**TUTOR ACADÉMICO:**

Ing. Mauricio Eduardo Mullo Pallo, Mgtr.

**LATACUNGA, AGOSTO, 2025**



Universidad  
Técnica de  
Cotopaxi

Latacunga, 25 de Julio del 2025

## DECLARACIÓN DE AUDITORÍA

Yo **JONATHAN IVÁN ALMACHE OÑA** con cedula de identidad N° 050390152-2 y **ERICK ARIEL VEGA SALAZAR** con cedula de identidad N° 092704160-8 declaramos ser los autores del proyecto de titulación “ANÁLISIS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA EN COMPARACIÓN CON SISTEMAS TRADICIONALES DE CORRIENTE ALTERNA COMO UNA ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN ENTRE COLOMBIA Y ECUADOR”, siendo el Ing. Mauricio Eduardo Mullo Pallo, Mgtr. tutor del presente trabajo de titulación; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo de titulación, son de mi exclusiva responsabilidad.

Jonathan Iván Almache Oña

C.C. 050390152-2

Erick Ariel Vega Salazar

C.C. 092704160-8



Universidad  
Técnica de  
Cotopaxi

Latacunga, 28 de Agosto del 2025

### AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En calidad de tutor del trabajo de investigación sobre el título: “ANÁLISIS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA EN COMPARACIÓN CON SISTEMAS TRADICIONALES DE CORRIENTE ALTERNA COMO UNA ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN ENTRE COLOMBIA Y ECUADOR”, propuesto por los estudiantes **JONATHAN IVÁN ALMACHE OÑA** y **ERICK ARIEL VEGA SALAZAR**, de la Carrera de Electricidad, considero que dicho proyecto de titulación cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos al tribunal de lectores.

Ing. Mauricio Eduardo Mullo Pallo, Mgtr.

C.C. 050375518-3

TUTOR



Universidad  
Técnica de  
Cotopaxi

Latacunga, 28 de Agosto 2024

### AVAL DE APROBACIÓN DE LECTORES

Cumpliendo con el Reglamento de Titulación de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en calidad de Lectores de Tribunal de Proyecto de Investigación con el Título “ANÁLISIS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA EN COMPARACIÓN CON SISTEMAS TRADICIONALES DE CORRIENTE ALTERNA COMO UNA ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN COLOMBIA Y ECUADOR”, propuesto por los estudiantes **JONATHAN IVÁN ALMACHE OÑA** y **ERICK ARIEL VEGA SALAZAR**, de la Carrera de Electricidad, me permito indicar que los estudiantes han concluido todas las observaciones y realizado las correcciones señaladas por el Tribunal de Lectores, por lo cual presentamos el Aval de aprobación del Proyecto de Titulación correspondiente a la modalidad proyecto de investigación en virtud de lo cual el o la postulante puede presentarse a la Defensa de su Proyecto de Titulación.

Particular que pongo en su conocimiento para los fines legales pertinentes.

Atentamente,

Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza M.Sc.

C.C. 0503287864

Ing. Byron Paul Corrales Bastidas M.Sc.

C.C. 0502347768

Ing. Marco Anibal León Segovia

C.C. 0502305402

## **AGRADECIMIENTO**

Por la culminación de la tesis agradezco a mis padres y mis hermanos, porque creyeron en mí y me ayudaron a sobresalir, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque gracias a ellos hoy puedo ver alcanzada una meta más, ya que siempre estuvieron apoyándome en muchos momentos difíciles de mi etapa estudiantil y por el amor que sienten por mí, fue lo que me hizo alcanzar la ingeniería.

A mi universidad, ingenieros y amigos que de una u otra manera aportaron constructiva y moralmente para el desarrollo de esta tesis.

***Jonathan Iván Almache Oña***

Agradezco profundamente a Dios, por haberme brindado la salud, la fortaleza y la sabiduría necesarias para seguir adelante, incluso en los momentos de mayor dificultad; a mi familia, especialmente a mis padres y hermanos, por ser mi base incondicional, por su paciencia, comprensión y fe inquebrantable, que fueron una luz constante a lo largo de este camino, y cuyos gestos de apoyo y palabras de aliento dejaron una huella imborrable en este proceso.

***Erick Ariel Vega Salazar***

## ***DEDICATORIA***

A Dios y a la Virgencita, por bendecirme todos los días con salud y vida.

A mis padres, Iván y Blanca quienes, con su amor incondicional, paciencia infinita y esfuerzo constante, han sido el pilar que me ha sostenido y guiado a alcanzar este anhelado sueño. A mis hermanos, por ser fuente de motivación y apoyo inquebrantable, por impulsarme a seguir adelante en cada etapa de mi vida académica, y por creer en mí incluso cuando yo dudaba, por enseñarme el valor de la perseverancia y el coraje para enfrentar los desafíos en mi camino hacia la formación profesional.

***Jonathan Iván Almache Oña***

A mi madre, Jenny, cuyo esfuerzo, cariño y entrega incondicional han sido la base de todo lo que soy. Gracias por enseñarme, con tu ejemplo, el valor del sacrificio, la perseverancia y el amor sin medida.

Este logro es también tuyo, porque sin ti, este camino no habría sido posible. Gracias por estar siempre, en cada paso y en cada meta.

***Erick Ariel Vega Salazar***

## ÍNDICE GENERAL

<b>1. INFORMACIÓN GENERAL .....</b>	<b>1</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
2.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA .....	3
2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	4
2.3 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN .....	4
2.3.1 OBJETO DE INVESTIGACIÓN .....	4
2.3.2 CAMPO DE ACCIÓN .....	4
2.4 BENEFICIARIOS .....	4
2.5 JUSTIFICACIÓN .....	4
2.6 OBJETIVOS .....	5
2.6.1 GENERAL .....	5
2.6.2 ESPECÍFICOS .....	5
2.6.3 SISTEMA DE TAREAS .....	6
<b>3. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO .....</b>	<b>7</b>
3.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	7
3.2 PARÁMETROS ELÉCTRICOS .....	8
3.3 LÍNEAS ELÉCTRICAS .....	9
3.3.1 LÍNEAS DE LONGITUD CORTA (LONGITUD INFERIOR A 80KM) .....	9
3.3.2 LÍNEA CORTA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CARGA .....	9
3.3.3 LÍNEA CORTA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN VACÍO .....	10
3.3.4 LÍNEA DE LONGITUD MEDIA (LONGITUDES COMPRENDIDAS ENTRE 80KM Y 240KM) .....	10
3.3.5 MÉTODO DEL CIRCUITO EQUIVALENTE EN “T” .....	10
3.3.6 MÉTODO DEL CIRCUITO EQUIVALENTE EN $\pi$ .....	11
3.3.7 LÍNEAS DE LONGITUD LARGA (LONGITUDES SUPERIORES A 240KM) .....	12
3.4 TIPOS DE TRANSMISIÓN .....	12
3.4.1 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVAC .....	12
3.4.2 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE FLEXIBLE (FACTS) .....	13
3.4.3 SVC Y STATCOM .....	13
3.4.4 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC .....	14
3.4.5 HVDC-VSC .....	15
3.4.6 HVDC-LCC .....	15
3.5 TIPOS DE ENLACES HVDC .....	15
3.5.1 SISTEMAS HVDC MONOPOLAR .....	15

3.5.2 SISTEMAS HVDC BIPOLAR .....	16
3.6 CONFIGURACIONES HVDC .....	16
3.6.1 SISTEMA HVDC BACK-TO-BACK .....	16
3.6.2 HVDC PUNTO A PUNTO .....	17
3.6.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN HVDC MULTITERMINAL.....	17
3.7 COMPONENTES CLAVE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVAC Y HVDC	
18	
3.7.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN HVAC .....	18
3.7.2 SISTEMA HVDC.....	20
<b>4. METODOS Y PROCEDIMIENTOS .....</b>	<b>22</b>
4.1 ETAPA I- CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA.....	24
4.1.1 CREACIÓN DEL SISTEMA UNIFILAR .....	24
4.2 ETAPA II: INSERCIÓN DE LÍNEAS HVDC Y FORMULACIÓN DEL MODELO	
DINÁMICO.....	25
4.2.1 EVALUACIÓN DE ESCENARIOS .....	26
4.2.2 EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA .....	27
4.3 ETAPA III: CONSOLIDACIÓN DE RESULTADOS .....	28
<b>5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>30</b>
5.1 ETAPA I - CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA.....	30
5.2 ETAPA II - INSERCIÓN DE LÍNEAS HVDC Y FORMULACIÓN DEL MODELO	
DINÁMICO.....	35
5.3 ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS .....	36
5.3.1 VOLTAJE POR BARRA .....	36
5.3.2 FACTOR DE POTENCIA .....	39
5.3.3 CARGABILIDAD DE LÍNEAS Y TRANSFORMADORES.....	41
5.3.4 PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL SISTEMA .....	45
5.3.5 FRECUENCIA EN ESTADO ESTACIONARIO .....	46
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>48</b>
<b>7. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>50</b>
<b>8. REFERENCIAS .....</b>	<b>51</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representación de una línea corta de transporte de energía eléctrica en carga. ....	9
Figura 2. Representación de una línea corta de transporte de energía eléctrica en vacío. ....	10
Figura 3. Circuito equivalente en “T”, para una línea de longitud media en carga.....	11
Figura 4. Circuito equivalente en “T”, de una línea de longitud media en vacío.....	11
Figura 5. Circuito equivalente en “ $\pi$ ”, para una línea de longitud media en carga. ....	11
Figura 6. Circuito equivalente en “ $\pi$ ”, para una línea de longitud media en vacío. ....	12
Figura 7. Diagrama esquemático del sistema FACTS.....	13
Figura 8. Sistema HVDC.....	14
Figura 9. Sistema HVDC Monopolar.....	16
Figura 10. Sistema HVDC Bipolar.....	16
Figura 11. Conexiones MTDC. ....	17
Figura 12. Diagrama de flujo de la metodología planteada. Elaboración propia. ....	23
Figura 13. Diagrama de flujo de la metodología planteada.....	27
Figura 14. Respuesta al impulso para equivalente Thévenin de una red.....	28
Figura 15. Diagrama unifilar del sistema de transmisión en el caso base de la interconexión binacional. Elaboración propia. ....	34
Figura 16. Diagrama unifilar con conexión HVDC. Elaboración propia.....	35
Figura 17. Diagrama unifilar con conexión HVDC-HVAC. Elaboración propia. ....	36
Figura 18. Comparación de voltaje por bus para cada escenario. Elaboración propia.....	39
Figura 19. Comparación de factor de potencia por bus para cada escenario. Elaboración propia. ....	41
Figura 20. Comparación de cargabilidad de las líneas y transformadores para cada escenario. Elaboración propia.....	43
Figura 21. Comparación de cargabilidad de las líneas Elaboración propia.....	44
Figura 22. Comparación de cargabilidad de los transformadores. Elaboración propia.....	45
Figura 23. Comparación de las frecuencias en estado estable para cada escenario. Elaboración propia. ....	47
Figura 24. Respuesta transitoria al introducir una red HVDC en una red HVAC. Elaboración propia. ....	48

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Áreas de conocimientos UNESCO.....	1
Tabla 2. Sistema de tareas. ....	6
Tabla 3. Parámetros eléctricos de líneas de transmisión. ....	8
Tabla 4. Escenarios de Estudios. Elaboración propia.....	23
Tabla 5. Parámetros a evaluar.....	30
Tabla 6. Descripción del sistema de potencia.....	31
Tabla 7. Buses generadores .....	32
Tabla 8. Descripción de las cargas. ....	32
Tabla 9. Descripción de las líneas de transmisión.....	33
Tabla 10. Descripción de los transformadores .....	33
Tabla 11. Descripción de los dispositivos de compensación.....	34
Tabla 12. Voltajes mínimos por bus en cada escenario.....	37
Tabla 13. Factor de potencia mínimo por bus. ....	40
Tabla 14. Comparación de pérdidas promedio .....	46
Tabla 15. Costo de pérdidas de energía diario.....	46
Tabla 16. Costo de venta de energía de Colombia a Ecuador. ....	46

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**

**TÍTULO:** “ANÁLISIS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA EN COMPARACIÓN CON SISTEMAS TRADICIONALES DE CORRIENTE ALTERNA COMO UNA ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN ENTRE COLOMBIA Y ECUADOR”.

**Autores:**

Jonathan Iván Almache Oña

Erick Ariel Vega Salazar

**RESUMEN**

En este trabajo se analiza la viabilidad técnica de implementar enlaces de transmisión HVDC en la interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia, comparando tres configuraciones: un sistema HVAC convencional modelado en MATLAB/MATPOWER, un esquema HVDC completo y un sistema híbrido HVAC-HVDC simulados en ETAP. El análisis incluyó parámetros clave del sistema como el perfil de tensión, la cargabilidad de líneas y transformadores, las pérdidas técnicas, el factor de potencia, la frecuencia en estado estacionario y el comportamiento dinámico ante perturbaciones. La modelación se basó en datos reales del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) del Ecuador, y los resultados mostraron mejoras notables en los perfiles de tensión, especialmente en buses como Ibarra 69 kV, que pasó de 0.995 p.u. en el caso base a 1.010 p.u. con la inclusión del HVDC. En cuanto a la cargabilidad de las líneas entre Jamondino y Pimampiro, esta se redujo un 1.3 % en el escenario HVDC respecto al escenario HVAC. Los transformadores, en general, operaron con márgenes aceptables, aunque algunos, como los de Tulcán e Ibarra, alcanzaron niveles superiores al 66 %. Las pérdidas técnicas también se redujeron significativamente de 70.8 MWh en el sistema HVAC a 50.64 MWh con HVDC, y a 60.48 MWh en la configuración híbrida. Por otro lado, el factor de potencia se mantuvo dentro del rango normativo (0.92 a 1.00) en todos los casos, y la frecuencia del sistema se estabilizó alrededor de 60 Hz sin desviaciones relevantes. El análisis dinámico reveló una respuesta rápida y controlada tras una perturbación, con un sobreimpulso de 125 MW y estabilización en torno a 120 MW en menos de un segundo.

**Palabras Clave:** transmisión HVDC; eficiencia energética; estabilidad dinámica; interconexión Ecuador-Colombia; modelado en MATLAB/MATPOWER.

**TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI**  
**ENGINEERING SCIENCES AND APPLIED FACULTY**

**TITLE:** “ANÁLISIS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA EN COMPARACIÓN CON SISTEMAS TRADICIONALES DE CORRIENTE ALTERNA COMO UNA ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN ENTRE COLOMBIA Y ECUADOR”.

**Authors:**

Jonathan Iván Almache Oña

Erick Ariel Vega Salazar

**ABSTRACT**

This study evaluates the technical feasibility of implementing HVDC transmission links for the electrical interconnection between Ecuador and Colombia. Three configurations are compared: a conventional HVAC system modeled using MATLAB/MATPOWER, a full HVDC scheme, and a hybrid HVAC-HVDC system simulated in ETAP. The analysis covers key system parameters including voltage profiles, line and transformer loading, technical losses, power factor, steady-state frequency, and dynamic response to disturbances. The models are based on real data from Ecuador’s National Transmission System (SNT). Results demonstrate significant improvements in voltage profiles, particularly at buses such as Ibarra 69 kV, where voltage increased from 0.995 p.u. in the base case to 1.010 p.u. with HVDC integration. The loading of lines between Jamondino and Pimampiro decreased by 1.3% in the HVDC scenario compared to HVAC. Transformer loading remained within acceptable limits, although some units at Tulcán and Ibarra exceeded 66% capacity. Technical losses were notably reduced from 70.08 MWh in the HVAC system to 50.64 MWh with HVDC, and 60.48 MWh in the hybrid configuration. Power factor stayed within regulatory ranges (0.92 to 1.00) in all scenarios, and system frequency stabilized around 60 Hz without significant deviations. Dynamic analysis revealed a rapid and well-damped response following disturbances, with a peak overshoot of 125 MW and stabilization near 120 MW within less than one second.

**Keywords:** HVDC transmission; energy efficiency; dynamic stability; Ecuador–Colombia interconnection; MATLAB/MATPOWER modeling.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**  
**CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA**


Nombre del estudiante: Jonathan Iván Almache Oña  
Erick Ariel Vega Salazar

**AVAL DE TRADUCCIÓN - Profesional Externo**

Cintya Nataly Martinez Mallitasig con cédula de identidad número: 050385772-4 Licenciada en: Pedagogía del Idioma Inglés con número de registro de la SENESCYT: 1020 – 2023 - 2649298; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **“ANÁLISIS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA EN COMPARACIÓN CON SISTEMAS TRADICIONALES DE CORRIENTE ALTERNA COMO UNA ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN ENTRE ECUADOR Y COLOMBIA”** de: **Jonathan Iván Almache Oña y Erick Ariel Vega Salazar**, egresados de la carrera de **Ingeniería Eléctrica**, perteneciente a la Facultad de: Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

En virtud de lo expuesto y para constancia de lo mismo se registra la firma respectiva.

Latacunga, agosto 2025

  
.....  
Lic. Cintya Nataly Martinez Mallitasig  
CI: 050385772-4

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

**Tema del proyecto:** Análisis de sistemas de transmisión en corriente directa en comparación con sistemas tradicionales de corriente alterna como una alternativa de interconexión entre Colombia y Ecuador.

### Modalidad de titulación:

MODALIDAD DE TITULACIÓN	HOMOLOGACIONES PARA INFORME FINAL DE TITULACIÓN	SELECCIÓN
Propuesta tecnológica	Informe de propuesta tecnológica	
	Patente, Modelo de utilidad, Certificado de propiedad intelectual.	
	Artículo científico	
Proyecto de investigación	Informe de Proyecto de investigación	X
	Artículo científico	
	Patente, Modelo de utilidad, Certificado de propiedad intelectual.	
Exámen de indicadores de RDA		

**Trabajo de titulación vinculado al proyecto:** Estrategias de planeación de sistemas eléctricos en el contexto de la transición energética.

Equipo de Trabajo:

**Estudiante:** Jonathan Iván Almache Oña y Erick Ariel Vega Salazar

**Tutor:** Ing. Mauricio Eduardo Mullo Pallo, Mgtr.

### Área de conocimiento:

Tabla 1. Áreas de conocimientos UNESCO.

07 Ingeniería, Industria y Construcción	071 Ingeniería y Profesiones Afines	0712 Tecnología de protección del medio ambiente
		0713 Electricidad y energía
		0714 Electrónica y automatización

**Línea de investigación:** Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

**Sub líneas de investigación de la Carrera:** Diseño, construcción y explotación eficiente de sistemas eléctricos con energía convencional y alternativa.

## 2. INTRODUCCIÓN

La transición de electricidad es un elemento esencial para el progreso económico y social de los países, al garantizar el suministro fiable de energía eléctrica a áreas urbanas e industriales, además de la incorporación de mercados energéticos transfronterizos. Históricamente, los sistemas de alta tensión de corriente alternan (HVAC) han predominado, debido a su avance tecnológico, accesibilidad a equipos normalizados y costos de instalación relativamente bajos [1],[2]. No obstante, conforme la demanda eléctrica se incrementa y las demandas medioambientales se intensifican, las restricciones inherentes a HVAC como las pérdidas por efecto Joule, las variaciones de tensión en grandes distancias y una menor flexibilidad de control se vuelven más notorias [2].

Por otro lado, la transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC) ha registrado un incremento significativo en las últimas dos décadas, motivado por progresos en convertidores de fuente de voltaje (VSC) que facilitan un control autónomo y exacto de la potencia activa y reactiva, además de una operación más resistente frente a alteraciones en redes de baja rigidez [3], 4]. Las instalaciones VSC-HVDC disminuyen las pérdidas técnicas, potencian la estabilidad dinámica del sistema y hacen más sencillo el enlace de fuentes de energía renovable distribuidas, lo que es particularmente útil en interconexiones internacionales y proyectos offshore [3], [5].

En el ámbito latinoamericano, la actual interconexión entre Ecuador y Colombia se sostiene sobre una línea HVAC de aproximadamente 270 km que une las subestaciones de Pomasqui (Quito) y Jamondino (Colombia), con una capacidad de intercambio de 300–460 MW según la demanda y las contingencias operativas [6]. A pesar de su contribución al respaldo mutuo y al despacho óptimo de generación, diversos estudios han señalado ineficiencias asociadas a pérdidas por reactancia, variaciones de tensión bajo carga variable y restricciones en la gestión dinámica del flujo de energía.

La justificación de este proyecto radica en evaluar la viabilidad técnico-operativa de sustituir o complementar el esquema HVAC existente con un enlace VSC-HVDC entre Jamondino y El Inga. Esta alternativa podría ofrecer beneficios sociales y económicos mediante la reducción de pérdidas técnicas, el incremento de la confiabilidad del suministro y la apertura a mayores niveles de integración renovable. Además, aportaría una base técnica para las instituciones

reguladoras y los operadores de red al considerar futuros planes de expansión y modernización de la infraestructura regional [3].

Con este fin, el trabajo se desarrolló bajo dos escenarios de simulación en MATLAB/MATPOWER: uno que reproduce la configuración HVAC actual y otro que incorpora una línea HVDC modelada con convertidores VSC. Ambos escenarios fueron sometidos a un perfil de carga horaria de 24 horas, evaluando variables clave como niveles de tensión por barra, factor de potencia, cargabilidad de líneas, pérdidas totales y respuesta transitoria mediante un modelo de segundo orden. El alcance se limita a un sistema simplificado de diecinueve buses y no incluye análisis económicos ni evaluación de contingencias múltiples simultáneas.

La estructura del documento es la siguiente. La Sección II presenta la fundamentación teórico-técnica de HVAC y HVDC. En la Sección III se expone la metodología de modelado, simulación y análisis de los escenarios. La Sección IV detalla los resultados obtenidos y su discusión. Finalmente, la Sección V ofrece las conclusiones y recomendaciones para futuras implementaciones de HVDC en la interconexión Ecuador-Colombia.

## **2.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA**

En el ámbito profesional de la ingeniería en electricidad, la transmisión de energía es un elemento esencial para asegurar un abastecimiento de electricidad constante y eficaz a los usuarios. La tecnología que lidera, la línea de transmisión de corriente alterna, está gestionando la distribución de energía eléctrica a escala mundial. No obstante, su operación presenta retos, los variados efectos negativos que presentan las líneas de transmisión de corriente alterna influyen en las variaciones de la tanto de la potencia activa de diferentes formas. Las consecuencias como las pérdidas de resistividad, la reactancia, el efecto corona y el desequilibrio de carga pueden dificultar en la cantidad de potencia activa que se entrega efectivamente a los grandes consumidores.

Actualmente el sistema de interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia, se encuentran con líneas de transmisión de corriente alterna, tienen restricciones técnicas que impactan la eficacia y estabilidad del intercambio de energía entre ambos países. Estas restricciones se expresan en notables pérdidas de energía, variaciones en el voltaje y limitaciones operativas frente a un comportamiento dinámico en la demanda y contingencias existentes de red, lo que pone en riesgo la calidad del abastecimiento y la seguridad del sistema asociado. En este escenario, se

presenta la necesidad de analizar soluciones alternativas que optimicen el rendimiento de la red eléctrica binacional. En este marco, la integración de un sistema de transmisión en corriente continua de alta tensión se plantea como una opción tecnológicamente viable para superar las dificultades del sistema. No obstante, su operación demanda un análisis exhaustivo de su efecto técnico y operacional, teniendo en cuenta factores como la capacidad de transporte, las pérdidas por transmisión, la estabilidad de voltaje.

## **2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

El sistema entre la interconexión eléctrica de Ecuador y Colombia, que funciona a través de líneas tradicionales de corriente alterna, abarca con retos importantes como pérdidas de energía, variaciones de voltaje y restricciones en la operación. Estos inconvenientes han provocado deficiencias en la transmisión y riesgos para la estabilidad del sistema. Por ello se plantea la cuestión de si la adición de una línea de transmisión de alto voltaje en corriente continua podría mejorar el desempeño eléctrico de la red binacional.

## **2.3 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN**

### **2.3.1 Objeto de Investigación**

Sistema de transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC) en comparación con un sistema en corriente alterna (HVAC).

### **2.3.2 Campo de Acción**

330000 Ciencias Tecnológicas /3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas /3306.01 Utilización de la corriente.

## **2.4 BENEFICIARIOS**

**Beneficiarios directos:** TRANSELECTRIC, CELEC, USUARIOS

**Beneficiarios indirectos:** Empresas eléctricas distribuidores y comunidad estudiantil.

## **2.5 JUSTIFICACIÓN**

Este proyecto de investigación es importante para fortalecer el sistema eléctrico de Ecuador y la región, al analizar la factibilidad de incorporar líneas de transmisión de alta tensión en corriente continua dicha tecnología constituye una opción avanzada en comparación con los sistemas tradicionales de corriente alterna, al proporcionar una eficiencia superior en el traslado

de grandes cantidades de energía a mayores distancias, reducción de las pérdidas eléctricas y un control más exacto del flujo de energía activa y reactiva.

La incorporación de sistemas HVDC posibilita incrementar la estabilidad y la protección operativa del sistema binacional, mayormente en situaciones donde las redes muestran vulnerabilidades estructurales o restricciones de expansión. Además, las líneas HVDC, al necesitar menos espacio físico, favorece una disminución al efecto ambiental y social vinculado a los corredores eléctricos, lo cual es significativo en áreas de gran sensibilidad ecológica o de acceso geográficos importantes para la flora y fauna.

Desde un punto de vista estratégico la implementación de infraestructura HVDC no solo actualiza la red eléctrica, sino que además promueve el crecimiento tecnológico y económico beneficioso a las naciones, incluyendo la demanda de personal técnico especializado, nuevas habilidades operativas como tecnologías en electrónica de potencia y servicios vinculados a esta tecnología puede generar oportunidades para la capacitación de recursos humanos, innovación en la industria y creación de puestos de trabajo cualificados.

## **2.6 OBJETIVOS**

### **2.6.1 General**

Realizar un análisis comparativo entre los sistemas de transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC) y corriente alterna de alta tensión (HVAC) para determinar la alternativa más eficiente, sostenible y técnicamente viable para optimizar la interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia.

### **2.6.2 Específicos**

- Analizar el estado actual de la interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia, incluyendo la capacidad de transmisión, el desempeño operativo, y los desafíos técnicos y regulatorios presentes en la infraestructura basada en tecnología HVAC.
- Comparar la estabilidad del sistema de transmisión eléctrica entre los sistemas HVDC y HVAC, considerando factores como fluctuaciones de potencia, variaciones de voltaje y frecuencia.
- Determinar la compatibilidad técnica de integrar un sistema HVDC en la red eléctrica existente entre Ecuador y Colombia, mediante el análisis de los impactos que esta tecnología podría generar en el sistema eléctrico de potencia.

### 2.6.3 Sistema de tareas

La Tabla 2 resume las actividades del proyecto, con sus tareas, resultados y herramientas. Incluye la revisión de literatura, el análisis del diagrama unifilar y la simulación del sistema eléctrico en ETAP y MATLAB.

Tabla 2. Sistema de tareas.

Objetivos específicos	Actividades	Resultados esperados	Técnicas, medios e instrumentos
Analizar el estado actual de la interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia, incluyendo la capacidad de transmisión, el desempeño operativo, y los desafíos técnicos y regulatorios presentes en la infraestructura basada en tecnología HVAC.	Revisión exhaustiva de bibliografía y documentos técnicos sobre sistemas de transmisión HVAC y HVDC, considerando estudios previos y experiencias en redes interconectadas.	Documento técnico actualizado que describa las características principales de la red actual y sus limitaciones.	Revisión bibliográfica, análisis de artículos científicos y documentos técnicos del sector eléctrico.
	Estudio detallado de las condiciones operativas del sistema HVAC actual, incluyendo parámetros eléctricos como perfiles de tensión, pérdidas y cargabilidad de las líneas.	Síntesis técnica con los parámetros más relevantes para el análisis comparativo.	Informes del SNT, datos de operación y normativa vigente.
	Elaboración y validación del diagrama unifilar del sistema base utilizando ETAP, para obtener un modelo representativo del estado actual de la red.	Modelo eléctrico validado que sirva como base para los escenarios de simulación.	Software ETAP y MATLAB/MATPOWER y documentación de la red eléctrica nacional.
Comparar la estabilidad del sistema de transmisión eléctrica entre los sistemas HVDC y HVAC, considerando factores como fluctuaciones de potencia, variaciones de voltaje y frecuencia..	Revisión de investigaciones previas relacionadas con la estabilidad del sistema.	Documento con información sintetizada sobre los factores que afectan la estabilidad en sistemas HVAC y HVDC.	Publicaciones académicas, reportes técnicos de organismos internacionales.
	Simulación de los tres escenarios de estudio (HVAC, HVDC y configuración híbrida) para evaluar su comportamiento en términos de voltajes, pérdidas técnicas y flujo de potencia.	Resultados comparativos que evidencien las diferencias técnicas entre los tres escenarios.	MATLAB/MATPOWER y ETAP para simulaciones de flujo de potencia.
	Análisis y procesamiento de los resultados obtenidos, con la elaboración de tablas y gráficos que resuman el desempeño de cada escenario.	Informe con conclusiones preliminares sobre la estabilidad y eficiencia de cada sistema.	MATLAB, Excel y herramientas gráficas.
Determinar la compatibilidad técnica de integrar un sistema HVDC en la red eléctrica existente entre Ecuador y Colombia, mediante el análisis de los impactos que esta tecnología podría generar en el sistema eléctrico de potencia	Estudio comparativo de las tecnologías HVDC (LCC y VSC), identificando las ventajas técnicas y operativas de cada una para redes interconectadas.	Documento que justifique la elección de VSC como la tecnología más adecuada para este análisis.	Artículos técnicos, manuales de fabricantes y estudios especializados.
	Revisión de experiencias y casos similares en Latinoamérica y otras regiones donde se han implementado enlaces HVDC.	Síntesis de lecciones aprendidas y buenas prácticas aplicables al sistema analizado.	Publicaciones de proyectos reales, informes internacionales.
	Análisis técnico del escenario híbrido HVAC-HVDC para evaluar su impacto en el perfil de tensión y estabilidad de la red.	Recomendaciones técnicas sobre la integración de HVDC en corredores HVAC existentes.	Simulaciones comparativas, análisis dinámico en MATLAB.

### **3. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO**

En este capítulo se analizan los principios esenciales del análisis de la calidad de la energía, respaldados por una revisión detallada de bibliografía especializada, artículos científicos y documentos técnicos relevantes para la investigación. Se exploran los conceptos básicos de los sistemas de transmisión y los sistemas HVDC y HVAC, los factores que la afectan y los métodos disponibles para su mejora.

#### **3.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Las líneas de transmisión se utilizan para transferir energía y señales electromagnéticas entre dos puntos, asegurando que la radiación externa sea mínima y que las pérdidas inherentes al proceso de transmisión se reduzcan al máximo. Estas pérdidas técnicas son generalmente pequeñas, pero son inevitables debido a la presencia de materiales no ideales, como el fenómeno dieléctrico de la línea y de los conductores. Estas pérdidas llegan a implicar que existe una fracción de la energía se disipa durante el recorrido, lo que puede afectar la eficiencia de la transmisión de datos [7].

Las líneas de transmisión tienden a la energía electromagnética a una región del espacio limitada por el medio físico que constituye la propia línea, a diferencia de las ondas que se propagan en el aire, sin otra barrera que los obstáculos que encuentran en su camino. La línea está formada por conductores eléctricos con una disposición geométrica determinada que condiciona las características de las ondas electromagnéticas en ella [7].

El análisis de las líneas de transmisión requiere de la solución de las ecuaciones del campo electromagnético, sujetas a las condiciones de frontera impuestas por la geometría de la línea y, en general, no puede aplicarse la teoría clásica de circuitos, ya que ésta se ocupa de circuitos con parámetros concentrados, en tanto que en una línea los parámetros son distribuidos. Dichos parámetros son: resistencia, inductancia, capacidad y conductancia y, en los circuitos eléctricos convencionales, están concentrados en un solo elemento o componente bien localizado físicamente. Se considera que, en un circuito, los parámetros son concentrados cuando las dimensiones físicas de sus componentes, incluyendo los hilos de conexión, son mucho menores que la longitud de onda de la energía manejada por el circuito. Si las dimensiones del circuito y sus componentes son comparables a la longitud de onda o menores que ésta, el circuito debe considerarse como de parámetros distribuidos y su tratamiento requiere de la teoría de líneas de transmisión, derivada de la teoría del campo electromagnético. Así en una línea de transmisión,

la resistencia, inductancia, capacidad o conductancia no pueden considerarse concentradas en un punto determinado de la línea, sino distribuidos uniformemente a lo largo de ella [7].

### 3.2 PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Cualquier circuito eléctrico está formado por algunos de los siguientes elementos: resistencia, inductancia, capacidad y conductancia. Con estos componentes se forman la totalidad de los sistemas eléctricos actuales, desde un simple circuito hasta los más complejos sistemas de potencia. Es posible realizar una clasificación de los elementos eléctricos, dependiendo de la forma en que éstos influyen dentro de un sistema eléctrico. Así, se crean dos grupos diferenciados: los parámetros eléctricos longitudinales, formados por la resistencia y la inductancia; y los parámetros eléctricos transversales, formados por la capacidad y la conductancia [7].

La Tabla 3 presenta una síntesis de los principales parámetros eléctricos que definen el comportamiento de las líneas de transmisión de energía. Se incluyen tanto los parámetros longitudinales resistencia, longitud, sección, resistividad e inductancia como los transversales capacidad y conductancia. Cada uno de estos elementos influye de forma particular en el rendimiento eléctrico de las líneas, afectando aspectos como las pérdidas por efecto Joule, la acumulación de energía en campos magnéticos o eléctricos, y la eficiencia global del sistema. Además, se incorporan las expresiones matemáticas representativas, las cuales permiten cuantificar el impacto de cada parámetro en función de las propiedades físicas del conductor y las condiciones de operación.

Tabla 3. Parámetros eléctricos de líneas de transmisión [8].

Parámetro	Descripción / Comportamiento eléctrico	Ecuación representativa
Resistencia ( $\Omega$ )	Oposición al paso de corriente. Genera pérdidas por efecto Joule. Depende de la resistividad, longitud y sección.	$R = \rho \cdot L/S$
Longitud	A mayor longitud, mayor resistencia. En cables trenzados, la longitud real supera la teórica por el trenzado de los hilos.	Directamente proporcional a R
Sección	A mayor sección, menor resistencia. La sección real suele ser 1–2% menor que la teórica por vacíos entre hilos.	Inversamente proporcional a R
Resistividad	Magnitud que caracteriza la oposición de un material al paso de corriente. Depende del material y de la temperatura.	$\rho_{\theta} = \rho_{20^{\circ}C} + \rho_{20^{\circ}C} \cdot \alpha \cdot (T - 20^{\circ})$
Inductancia (L)	Propiedad de almacenar energía en forma de campo magnético. Solo tiene efecto con corriente alterna (AC).	$X_L = 2\pi \cdot f \cdot L$
Capacidad (C)	Capacidad entre conductores paralelos. Efecto apreciable en líneas de más de 80 km. Se mide en faradios.	$C = q / V$
Conductancia (G)	Facilidad para conducir corriente. Inversa de la resistencia. Se mide en siemens y forma parte de la admitancia.	$G_k = P_{fase} / V_{fase}^2 \cdot 10^{-3}$

### 3.3 LÍNEAS ELÉCTRICAS

#### 3.3.1 Líneas de longitud corta (longitud inferior a 80km)

Se considera una línea de longitud corta aquella cuya longitud no excede de los 80km. Con esta longitud puede despreciarse el efecto producido por la conductancia (efecto corona y efecto aislador), asimismo el efecto capacitivo es también de pequeño valor, no influyendo en los resultados [7].

Los valores de la resistencia y de la inductancia si son necesarios, pero pueden tomarse de forma concentrada, simplificándose enormemente las operaciones.

$$R, X \rightarrow \bar{Z}_L = (R + jX) \text{ Valores concentrado} \quad (1)$$

$$B = C \cdot w = 0$$

$$G = 0 \text{ (siempre) } \rightarrow \bar{Y}_L = (G + jB) = 0 \quad (2)$$

El circuito equivalente de una línea de transmisión corta quedará, pues, reducido a una resistencia y una inductancia, conectadas en serie y concentradas en el centro de la línea.

#### 3.3.2 Línea corta de transmisión de energía eléctrica en carga

Si se conecta una carga al extremo de una línea de transmisión de energía eléctrica, se cerrará el circuito fluyendo una corriente a lo largo de la misma. Esta corriente se mantendrá constante, al no existir las pérdidas transversales debidas a la capacidad o a la conductancia [7].

El tipo de carga que se conecte al final de la línea determinará el módulo y el ángulo de la intensidad, resultando ésta de origen óhmico, inductivo o capacitivo, si la carga al final de línea resulta ser óhmica, inductiva o capacitiva respectivamente [7].

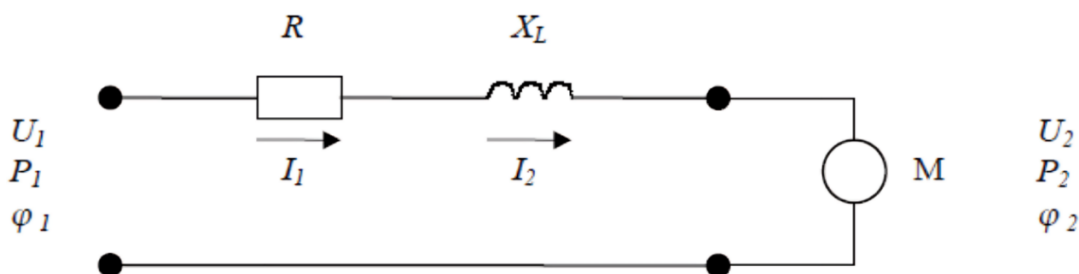


Figura 1. Representación de una línea corta de transporte de energía eléctrica en carga [7].

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{Z} \cdot \bar{I}_2 \quad (3)$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_1 \quad (4)$$

### 3.3.3 Línea corta de transmisión de energía eléctrica en vacío

En vacío el circuito se simplifica, ya que, al no existir ninguna carga conectada al final de la línea, el circuito permanece abierto, no circulando corriente a través de este.

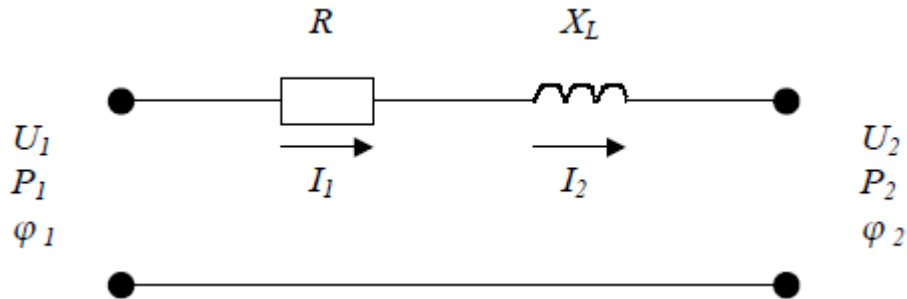


Figura 2. Representación de una línea corta de transporte de energía eléctrica en vacío [7].

Si no circula intensidad, no puede existir caída de tensión, igualándose en este caso las tensiones del final y principio de la línea.

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = 0 \quad (5)$$

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 \quad (6)$$

### 3.3.4 Línea de longitud media (longitudes comprendidas entre 80km y 240km)

Para el cálculo de las líneas de longitud media, ya no es suficiente con contemplar los efectos que ejercen la resistencia y la inductancia, debiéndose incluir el valor del efecto de la capacidad, debido a que con estas longitudes ya empieza a ser significativo. La conductancia sigue siendo de valor muy reducido y, dada la dificultad para su cálculo, puede despreciarse [7].

$$R, X \rightarrow \bar{Z}_L = (R + jX) \text{ Valores concentrados} \quad (7)$$

$$G = 0 \quad B = w \cdot C \rightarrow \bar{Y}_L = (G + jB) \text{ Valores concentrados} \quad (8)$$

### 3.3.5 Método del circuito equivalente en “t”

Con este método se agrupan los parámetros transversales (conductancia y capacidad) en la parte central de la línea, dejándose los parámetros longitudinales (resistencia e inductancia) divididos en dos grupos iguales, mitad de los totales, colocados en los extremos de la línea. Con esta distribución el conjunto de la línea se asemeja a la letra (T), de donde deriva su nombre [7].

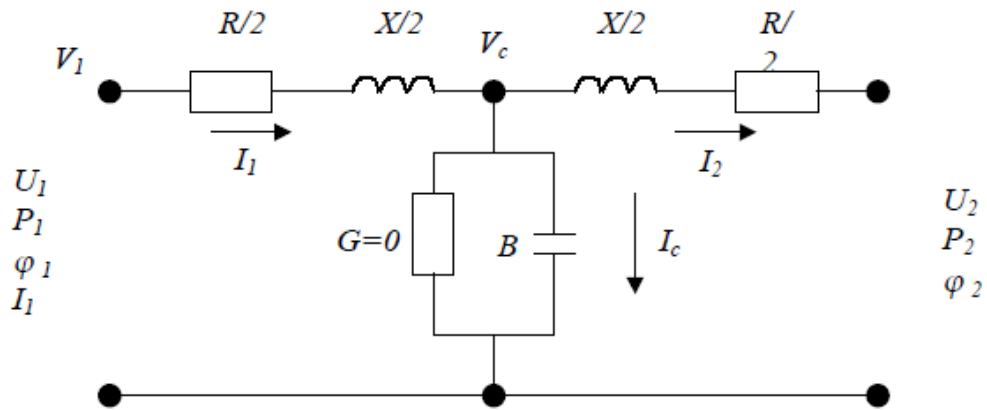


Figura 3. Circuito equivalente en "T", para una línea de longitud media en carga [7].

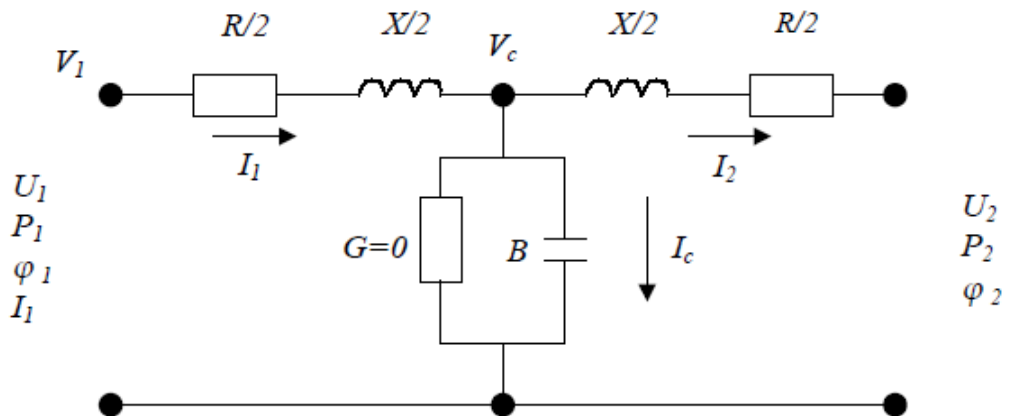


Figura 4. Circuito equivalente en "T", de una línea de longitud media en vacío [7].

### 3.3.6 Método del circuito equivalente en $\pi$

Este método divide a la línea por sus parámetros transversales, manteniendo unidos los parámetros longitudinales, es decir, en el tramo central se situarán la resistencia y la reactancia inductiva en forma concentrada, mientras que la conductancia y la susceptancia ocuparán las posiciones extremas estando sus valores divididos por la mitad ( $G/2$  y  $B/2$ ), tal como se representa en la Figura 5:

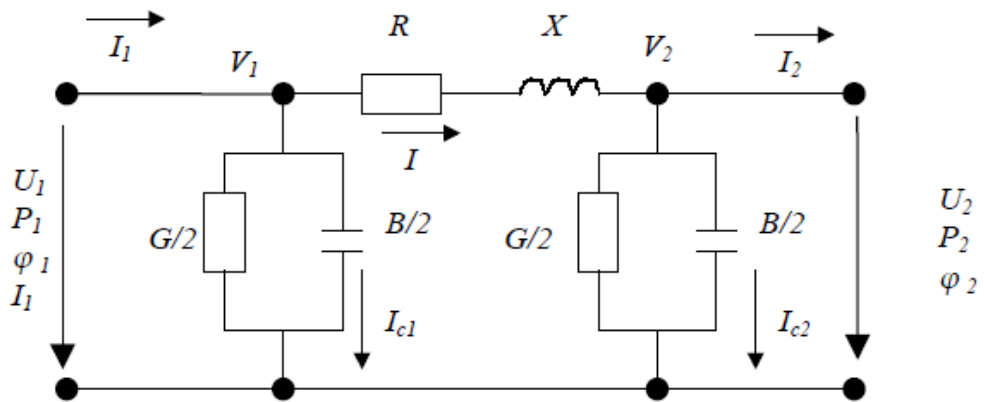


Figura 5. Circuito equivalente en " $\pi$ ", para una línea de longitud media en carga [7].

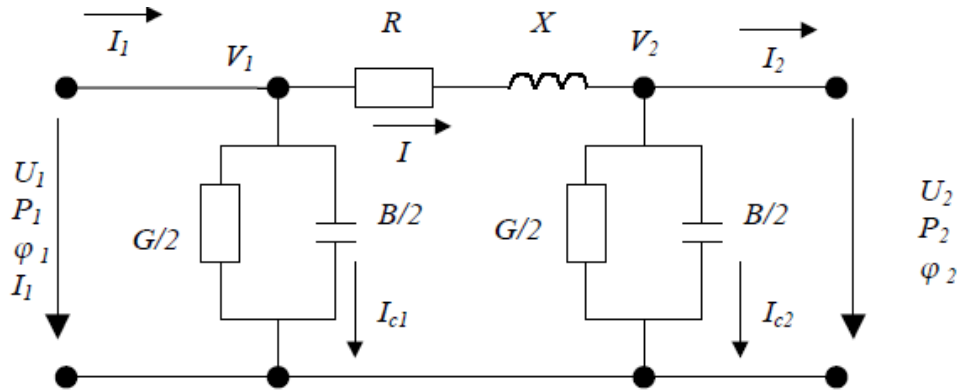


Figura 6. Circuito equivalente en “ $\pi$ ”, para una línea de longitud media en vacío [7].

### 3.3.7 Líneas de longitud larga (longitudes superiores a 240km)

En las líneas eléctricas de gran longitud, no es suficiente con contemplar los efectos que ejercen la resistencia, la inductancia, la capacidad y la conductancia en su forma concentrada. La línea es demasiado larga para reunir los efectos de estos parámetros en un solo punto, siendo necesario para el cálculo de las magnitudes eléctricas, distribuir los parámetros transversales y longitudinales de forma continua, lo que conlleva la utilización de fórmulas más complejas y laboriosas [7].

$$R, X \rightarrow \bar{Z} = (R + jQ) \text{ Valores distribuidos} \quad (9)$$

$$G = 0 \quad B = w \cdot C \rightarrow \bar{Y} = (G + jB) \text{ Valores distribuidos} \quad (10)$$

Para realizar el cálculo de las citadas magnitudes eléctricas es necesario aplicar las fórmulas siguientes:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D} \end{aligned} \quad (11)$$

Si el sistema está en vacío se simplifican las fórmulas anteriores, quedando como sigue:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{A} \\ \bar{I}_1 &= \bar{V}_2 \cdot \bar{C} \end{aligned} \quad (12)$$

## 3.4 TIPOS DE TRANSMISIÓN

### 3.4.1 Sistemas de transmisión HVAC

En el sistema de transmisión HVAC, la energía eléctrica se genera y transmite utilizando señales de corriente y voltaje de CA.

Desde la central generadora, la tensión se eleva mediante un transformador trifásico, lo que permite la transmisión de energía con menores pérdidas de potencia, y luego reducida

nuevamente en el lado de distribución utilizando un transformador trifásico para cargas de consumo de media o baja tensión [2].

### 3.4.2 Sistemas de transmisión de flexible (Facts)

Aunque los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC) son la opción principal para la demanda eléctrica, su implementación en la transmisión de energía presenta retos, especialmente debido a la generación de potencia reactiva. Sin embargo, son adecuados para aplicaciones a distancias más cortas. Para mejorar la eficiencia en la transmisión de larga distancia utilizando corriente alterna, se desarrollaron los sistemas de transmisión flexible (FACTS), que optimizan el flujo de energía mediante la regulación de las señales de voltaje y corriente [2]. En la Figura 7 se explica cómo funciona un sistema FACTS, donde la transmisión de potencia entre dos puntos en una línea depende de los voltajes, la impedancia y la diferencia de ángulo en cada extremo de la conexión. Dispositivos como el compensador estático (STATCOM) y el compensador de potencia reactiva (SVC) permiten un control activo y eficiente del flujo de potencia en el sistema [2].

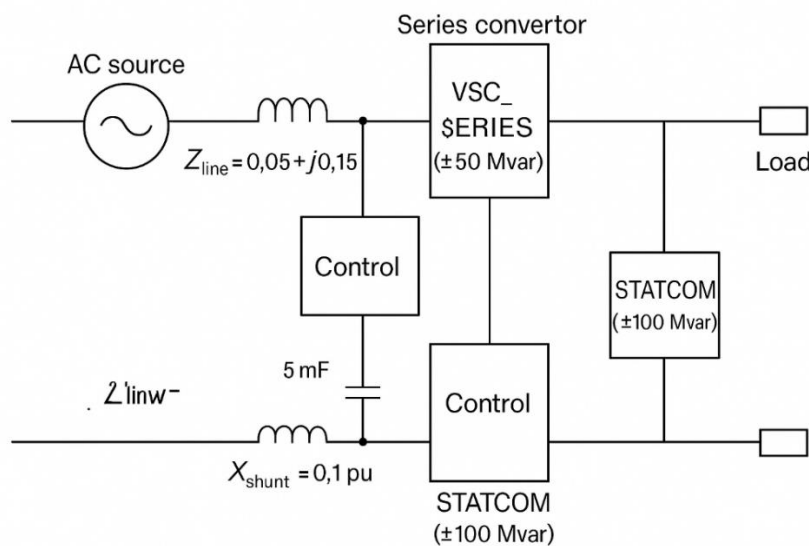


Figura 7. Diagrama esquemático del sistema FACTS [9].

### 3.4.3 SVC Y STATCOM

Los SVC son esencialmente un generador de VAR estático conectado en paralelo o una carga capaz de generar o consumir la potencia reactiva del sistema. La salida del SVC se puede ajustar para producir o consumir corrientes capacitivas e inductivas. Esto ayuda a controlar variables en el sistema de energía, como el voltaje del bus del SVC. Por lo general, los SVC están conectados a las líneas de transmisión, por lo que tienen valores nominales de alto voltaje. Una

de las principales razones para instalar un SVC es aumentar la capacidad de carga del sistema mejorando el control dinámico del voltaje [10].

Los dispositivos SVC y STATCOM proporcionan control para el voltaje y la potencia de los sistemas, así como amortiguación de la oscilación de potencia. La principal diferencia entre SVC y STATCOM es su funcionamiento. Mientras que STATCOM funciona como una fuente de voltaje controlable, SVC funciona como una reactancia controlable dinámicamente conectada en paralelo. STATCOM puede proporcionar la corriente reactiva máxima disponible incluso a niveles de voltaje bajos, que SVC no puede [10].

### 3.4.4 Sistemas de transmisión HVDC

En mientras una subestación HVDC o subestación convertidora, los rectificadores e inversores se colocan en ambos extremos de la línea de transmisión, como se ve en la Figura 8. La sección del rectificador convierte el voltaje de CA en un voltaje de CC, mientras que la sección del inversor convierte el voltaje de CC nuevamente en un voltaje de CA. La transmisión de CC se utiliza en largas distancias, ya que disminuye las pérdidas y mejora la eficiencia general del sistema. Un sistema que consta de dos estaciones convertidoras y una sola línea de transmisión se conoce como un "sistema de CC de dos terminales" o un "sistema punto a punto". De manera similar, si una subestación tiene más de dos estaciones convertidoras y líneas terminales de CC interconectadas, se conoce como una subestación de CC de múltiples terminales. Hay dos tipos principales de dispositivos de conmutación utilizados en los convertidores necesarios para los sistemas HVDC, a saber, tiristores y transistores bipolares de puerta aislada [11].

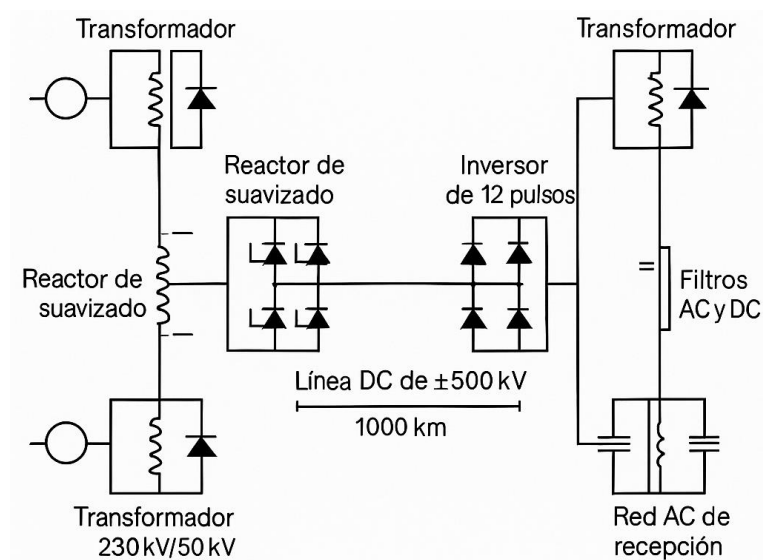


Figura 8. Sistema HVDC [11].

### **3.4.5 HVDC-VSC**

Los convertidores HVDC-VSC son auto conmutadores que utilizan válvulas de transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT) como dispositivos de conmutación. La tecnología VSC también utiliza el mismo transformador que un sistema de CA estándar. Requieren entre un 40 % y un 50 % menos de área de emplazamiento en comparación con los sistemas HVDC-LCC. Estos sistemas también permiten la capacidad de arranque en negro, ya que pueden conmutarse por sí solos (Vormedal). Una de las principales ventajas de la tecnología VSC es que utiliza modulación por ancho de pulso (PWM) para el control de conmutación, lo que permite una alta capacidad de control en lo que respecta a la amplitud, el ángulo de fase y la potencia activa y reactiva del sistema [4].

### **3.4.6 HVDC-LCC**

Los convertidores LCC de alta tensión (HVDC-LCC) son una tecnología madura que se ha utilizado durante muchos años. Son convertidores conmutados por línea que utilizan válvulas de tiristores como dispositivos de conmutación. Para que los convertidores LCC puedan conmutar, se requiere una fuente de voltaje grande, lo que dificulta su uso en operaciones de arranque en negro. Una de las principales ventajas de la tecnología LCC es su alta potencia nominal, superior a la de todas las demás tecnologías de convertidores. Los sistemas LCC tienen un coste entre un 10% y un 15% inferior al de los sistemas VSC y contienen menos componentes, lo que hace que el sistema sea más fiable y fácil de mantener [3].

## **3.5 TIPOS DE ENLACES HVDC**

### **3.5.1 Sistemas HVDC monopolar**

En un enlace de configuración monopolar, uno de los terminales del rectificador está conectado a tierra, mientras que el otro está conectado a una línea de transmisión. Los retornos a tierra en lugar de un conductor neutro dedicado pueden ser considerablemente más económicos para la transmisión a larga distancia, ¡pero pueden generar problemas; para evitarlos, se puede instalar un conductor de retorno metálico entre los dos extremos de la línea de transmisión. En la Figura 9, solo hay un conductor de transmisión aislado instalado y la tierra se utiliza para la corriente de retorno [1].

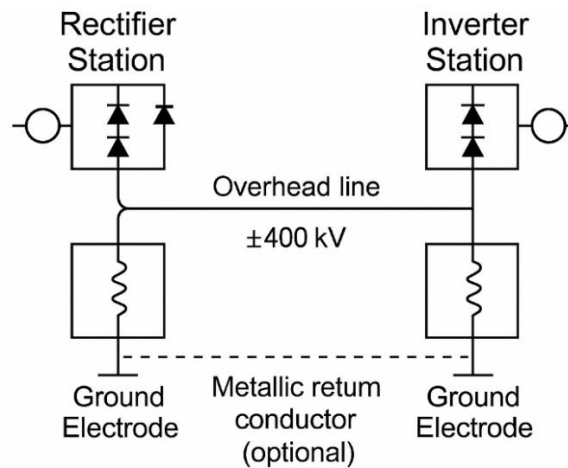


Figura 9. Sistema HVDC Monopolar [1].

### 3.5.2 Sistemas HVDC bipolar

En la transmisión bipolar se utilizan dos conductores. Dado que estos conductores deben estar clasificados para soportar la tensión máxima, los costos de la línea de transmisión son más altos que en un monopolo con un conductor de retorno. Sin embargo, algunas ventajas, como la corriente de tierra insignificante, el funcionamiento durante fallas y los costos de conductor más bajos debido a la corriente más baja, pueden convertirla en una opción atractiva [1].

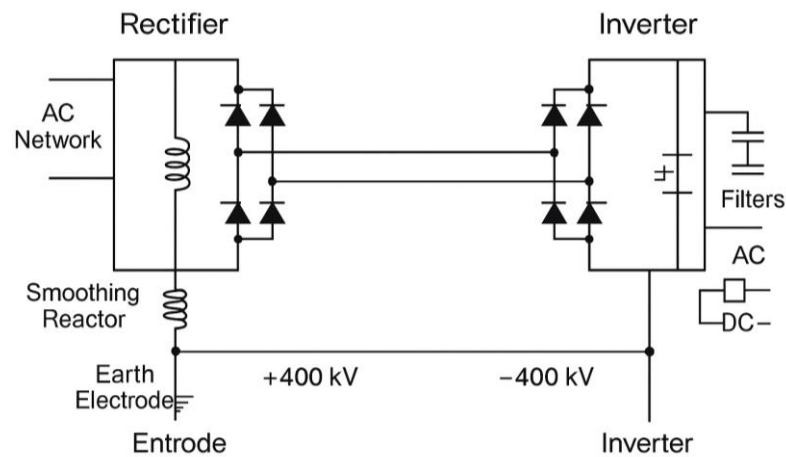


Figura 10. Sistema HVDC Bipolar [1].

## 3.6 CONFIGURACIONES HVDC

Los sistemas HVDC tienen varias configuraciones que se pueden utilizar. La selección de estas configuraciones depende de la función y la ubicación de las estaciones convertidoras.

### 3.6.1 Sistema HVDC back-to-back

En la configuración back to back, las dos estaciones convertidoras están ubicadas en la misma área y, generalmente, en el mismo edificio. Esto no requiere línea de transmisión ni cable entre las estaciones convertidoras. Pueden estar conectadas de forma mono polar o bipolar [2].

### 3.6.2 HVDC punto a punto

La configuración punto a punto se utiliza cuando es posible transferir energía eléctrica mediante transmisión de CC desde una ubicación geográfica a otra. La energía de CA se convierte en CC por la estación rectificadora y se transporta a la otra estación inversora en una ubicación diferente. El punto a punto es uno de los sistemas más utilizados con HVDC. El enlace puede conectar dos sistemas no sincrónicos o conectar dos subestaciones dentro de una interconectada [1].

### 3.6.3 Sistema de transmisión HVDC multiterminal

La interconexión de dos estaciones convertidoras es una de las configuraciones más comunes de enlaces HVDC. El uso de enlaces HVDC multiterminal para la conexión de más de dos puntos es poco común, pero se está volviendo más necesario y útil. Se pueden configurar múltiples terminales en serie, en paralelo o en una configuración híbrida (una combinación de conexiones en serie y en paralelo). La CC multiterminal paralela, que se muestra en la Figura 11 (b), se puede utilizar si todas las subestaciones [1].

En el sistema se conectan al mismo voltaje. Si los puentes convertidores se agregan en serie, el sistema es de CC multiterminal en serie, como se muestra en la Figura 11 (a). Estos sistemas son más difíciles de justificar económicamente, ya que el costo de las subestaciones adicionales de los sistemas de CC multiterminal es extremadamente alto.

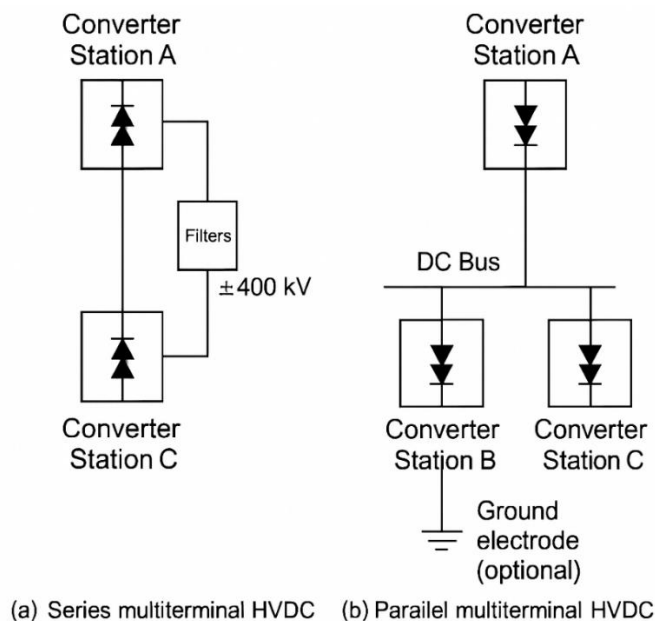


Figura 11. Conexiones MTDC [1].

## **3.7 COMPONENTES CLAVE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVAC Y HVDC**

### **3.7.1 Sistema de transmisión HVAC**

La transmisión en corriente alterna de alta tensión (HVAC) constituye el método más ampliamente utilizado para el transporte de energía eléctrica a larga distancia. Los sistemas HVAC han evolucionado para integrar una gama de componentes diseñados para maximizar la eficiencia, garantizar la estabilidad operativa y mantener la calidad de la energía eléctrica desde la generación hasta los centros de consumo [12]. A continuación, se describen los principales elementos que conforman una red de transmisión HVAC moderna.

**Transformadores:** Los transformadores son componentes esenciales en cualquier sistema de transmisión de energía eléctrica. Su principal función es elevar el voltaje generado en las centrales eléctricas hasta niveles óptimos para la transmisión, lo que reduce la corriente y, por ende, las pérdidas por efecto Joule en los conductores. Estos dispositivos permiten transportar grandes cantidades de energía a largas distancias de manera eficiente y segura [13].

**Líneas de Transmisión Aéreas y Subterráneas:** Las líneas de transmisión constituyen la infraestructura física que permite el traslado de energía eléctrica a grandes distancias. Están formadas por conductores dispuestos en configuraciones geométricas específicas (normalmente en torres metálicas) que confinan la energía electromagnética a una región definida del espacio. La selección del tipo de conductor, el diseño estructural de las torres y la disposición de las fases están cuidadosamente calculados para minimizar pérdidas, resistir condiciones ambientales adversas y evitar descargas eléctricas o interferencias con otras infraestructuras. En áreas urbanas o entornos donde la instalación aérea es inviable, se emplean cables subterráneos, aunque su costo y dificultad de mantenimiento son considerablemente mayores [13].

**Dispositivos de Compensación Serie y Shunt:** Para mejorar la eficiencia y la estabilidad en líneas de transmisión largas, se emplean equipos de compensación tanto en serie como en derivación (shunt). Los compensadores serie, como bancos de capacitores, reducen la reactancia de la línea y permiten aumentar la transferencia de potencia y mejorar la regulación de tensión. Los dispositivos shunt, como los bancos de reactores o capacitores conectados en paralelo, se utilizan para controlar el flujo de potencia reactiva, estabilizar el voltaje y mitigar problemas como la sobretensión o la caída de tensión bajo condiciones de carga variable [13].

Parámetros de Armónicos: La utilización de cargas no lineales y aparatos de electrónica y dispositivos de potencia ha aumentado la presencia de armónicos, por ello los filtros armónicos se colocan para disminuir o atenuar estos elementos no deseados de alta frecuencia, los cuales pueden provocar sobrecalentamiento, resonancias, interferencias y reducir la durabilidad de los dispositivos, además estos tienen la capacidad de capturar armónicos particulares y, pueden proporcionar potencia reactiva, ayudando de esta manera a regular el factor de potencia y a mantener la estabilidad del sistema [13].

Los Equipos TIC, Protección y Seccionamiento: Las subestaciones de transmisión poseen interruptores, seccionadores y reconectores que facilitan el aislamiento, la salvaguarda y la regulación del paso de la energía eléctrica en la red, también los interruptores automáticos resguardan los dispositivos y las líneas contra sobrecargas, cortocircuitos y averías, desconectando los segmentos perjudicados de forma rápida y segura, mientras los seccionadores y reconectores facilitan las tareas de mantenimiento y la reconexión de líneas una vez solucionadas las contingencias [13].

Sistemas de Medición y Supervisión: El monitoreo constante del flujo de potencia, voltaje, corriente y calidad de la energía es indispensable para el correcto funcionamiento de la red HVAC. Los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), junto con transformadores de medida y sensores avanzados, permiten la supervisión en tiempo real y la gestión remota de todos los elementos de la red, facilitando la toma de decisiones ante fluctuaciones o eventos inesperados [12].

Sistemas de Control y Automatización: Las redes tradicionales HVAC, tienen incorporado sistemas de automatización sofisticados que administran el funcionamiento coordinado de interruptores, compensadores, transformadores y demás dispositivos. Estos sistemas facilitan la conservación de los parámetros operativos en rango seguro, la regulación del flujo de energía y la mejora de la eficacia del sistema ante variaciones en la demanda o la producción [12].

Sistemas de Enfriamiento: En grandes unidades de transformación y subestaciones, se implementan sistemas de enfriamiento por aire o aceite para mitigar el calor producido por transformadores y otros aparatos de gran potencia. Es fundamental mantener las temperaturas dentro de los límites de diseño para garantizar la vida útil, eficacia y funcionamiento constante de estos elementos esenciales [14].

Sistemas de Puesta a Tierra: Es fundamental un sistema de puesta a tierra para asegurar la seguridad de los empleados, equipos y el funcionamiento adecuado de los sistemas de protección estos tienen la facilidad de transferencia de corrientes defectuosas y descargas atmosféricas hacia la tierra, disminuyendo la posibilidad de perjuicios y garantizando la continuidad del servicio [15].

Sistemas de Comunicación: Las redes de transmisión actuales emplean sistemas de comunicación tanto analógicas como digitales para una mejor transmisión de datos entre las subestaciones entre los centros de control y los dispositivos de seguridad. Estas redes facilitan la coordinación correcta de actividades, la detección a distancia de fallas, averías y la sincronización exacta de eventos, garantizando un funcionamiento seguro y fiable del sistema eléctrico [15].

### **3.7.2 Sistema HVDC**

Los sistemas de transmisión en corriente continua de alta tensión han evolucionado en los últimos años, integrando una variedad de componentes que aseguran una operación más eficiente, segura y confiable con respecto a los sistemas tradicionales, tanto en configuraciones LCC (Line Commutated Converter) como VSC (Voltage Source Converter). Cada uno de estos elementos cumple funciones específicas en la conversión, control, transmisión y calidad de la energía eléctrica.

Transformadores Convertidores: En los sistemas HVDC de tipo conexión LCC, el transformador convertidor es un elemento fundamental que difiere de los transformadores convencionales de corriente alterna. Su diseño incluye configuraciones de devanado específicas como estrella-estrella y estrella-delta y capacidades como los cambiadores de tomas en carga TAPs, que permiten configurar el voltaje secundario y optimizar el funcionamiento del convertidor ante fluctuaciones de la red. Además, estos transformadores deben soportar niveles elevados de armónicos y corrientes de fuga, por lo que requieren aislamientos mucho más reforzados y materiales especiales, dicho esto los sistemas VSC HVDC suelen utilizar transformadores similares a los convencionales de CA, debido a menores exigencias en distorsión armónica e integración más sencilla con la infraestructura existente [3].

Válvulas Convertidoras: Una parte fundamental de los sistemas HVDC está formado por las válvulas convertidoras, responsables de la conversión de energía entre corriente alterna y continua, tanto en los sistemas LCC, estas válvulas están basadas en tiristores, mientras que en

los sistemas VSC se emplean IGBTs, dichas válvulas funcionan mediante conmutación electrónica, permitiendo controlar el flujo de potencia y la regulación de voltaje, y soportando la transferencia de grandes cantidades de energía en ambos sentidos de la interconexión [4].

**Reactores de Suavizado:** Del de los sistemas de corriente directa, los reactores de suavizado son esenciales para atenuar el rizado de corriente generado durante la conversión de alterna a directa, además de estabilizar estos reactores limitan la magnitud de las corrientes de falla, protegiendo convertidores, cables y equipos conectados estos diseños deben considerar la inductancia, la capacidad de disipación térmica y la resistencia a sobretensiones [11].

**Filtros de Armónicos:** En los terminales como en la línea de transmisión, los filtros de armónicos desempeñan un papel importante para la calidad de la energía estos se instalan para proporcionar un camino de baja impedancia a tierra para las corrientes armónicas generadas por la conversión electrónica, reduciendo la distorsión en las redes de alternas y cumpliendo normas de compatibilidad electromagnética. Además, muchos filtros están diseñados para suministrar potencia reactiva, apoyando la operación estable y eficiente [11].

**Equipos de Compensación Reactiva:** Además de los filtros se pueden instalar bancos de capacitores, reactores shunt o STATCOMs, especialmente en terminales VSC, para aportar o absorber potencia reactiva según la demanda exigida de la red. Esto llega a contribuir y mantener el factor de potencia adecuado, estabilizar la tensión y mejorar la eficiencia global del sistema [16].

**Sistemas de Control y Protección:** Los sistemas de tecnología de corriente directa requieren sofisticados sistemas de control, automatización y protección para poder gestionar la operación de los convertidores, la regulación de potencia, el encendido, apagado de equipos, y la supervisión en tiempo real de parámetros críticos. Además, se llegan a implementar lógicas de protección para detectar y aislar fallas, minimizando riesgos para los equipos y asegurar la continuidad del servicio. Incluyen funciones avanzadas como black-start, regulación de frecuencia y soporte de tensión [17].

**Dispositivos de Desconexión y Seccionamiento:** La seguridad del sistema dependen de interruptores y seccionadores específicos para corriente continua, por ello los interruptores HVDC permiten aislar secciones del sistema ante mantenimiento, pruebas o fallas, por otro lado en sistemas como los multiterminales tienen dispositivos que adquieren una especial relevancia para garantizar una protección rápida y efectiva ante cortocircuitos [17].

Estaciones Terminales y Subestaciones de Conversión: Cada extremo de un enlace HVDC cuenta con una estación terminal equipada con todos los elementos mencionados: convertidores, transformadores, reactores, filtros, sistemas de protección, y las conexiones a la red de CA y a la línea de CC. La subestación de conversión es el núcleo donde se realiza la transformación y control de la energía transmitida [18].

Líneas y Cables de Transmisión de corriente continua: La transmisión puede realizarse mediante líneas aéreas o cables subterráneos/submarinos de corriente continua, ante ello el diseño de estos conductores busca minimizar las pérdidas, maximizar la capacidad de transmisión y asegurar la durabilidad frente a condiciones ambientales adversas, especialmente en enlaces submarinos o de largo recorrido [18].

#### **4. METODOS Y PROCEDIMIENTOS**

La metodología empleada se organizó en tres fases secuenciales e interrelacionadas que facilitaron la elaboración organizada del análisis comparativo del sistema de potencia bajo distintas configuraciones de interconexión. Durante la etapa inicial, se reconocieron y establecieron los parámetros eléctricos del sistema, como los niveles de tensión, la potencia real y base, la estructura de la red según su magnitud de voltaje y la ubicación de cargas y generadores.

Después, se llevó a cabo la modelación del sistema eléctrico en los softwares de simulación ETAP y MATPOWER, con el objetivo de comparar la exactitud del de ETAP con la flexibilidad analítica que brinda MATPOWER para la simulación y el manejo de flujos de potencia. Durante la segunda etapa, se realizaron simulaciones del flujo de potencia para el sistema inicial, luego se edificaron escenarios con interconexiones HVDC e híbridas teniendo en cuenta las líneas de corriente continua y sistemas dinámicos de segundo orden para ilustrar perturbaciones dinámicas de la red.

Además, se llevó a cabo un procedimiento de depuración y rectificación de errores, afirmando la convergencia de las soluciones numéricas y garantizando que todos los flujos y configuraciones previstos fueran simulados de manera correcta. Esta etapa se repitió de forma iterativa hasta asegurar que todos los casos de estudio establecidos habían sido evaluados de forma completa. Finalmente, durante la tercera etapa, se llevó a cabo el procesamiento de la información recolectada por los resultados arrojados en las simulaciones, que abarcó la organización, el análisis y la exportación de los resultados, además de la comprobación de

indicadores fundamentales como los perfiles de tensión, el factor de potencia y la cargabilidad de las líneas y transformadores bajo cada configuración.

La Figura 12 resume gráficamente esta metodología mediante un diagrama de flujo que ilustra las etapas, decisiones operativas y herramientas empleadas a lo largo del estudio. En la Tabla 4 se puede ver un resumen de los escenarios evaluados.

Tabla 4. Escenarios de Estudios. Elaboración propia

Escenario	Tipo de Sistema	Descripción
1	HVAC	Sistema base en corriente alterna (AC).
2	HVDC	Transmisión en corriente continua (DC). Conexión entre Pimampiro y Pomasqui.
3	HVAC - HVDC	Sistema híbrido para comparación técnica. Conexión entre Pimampiro y Pomasqui.

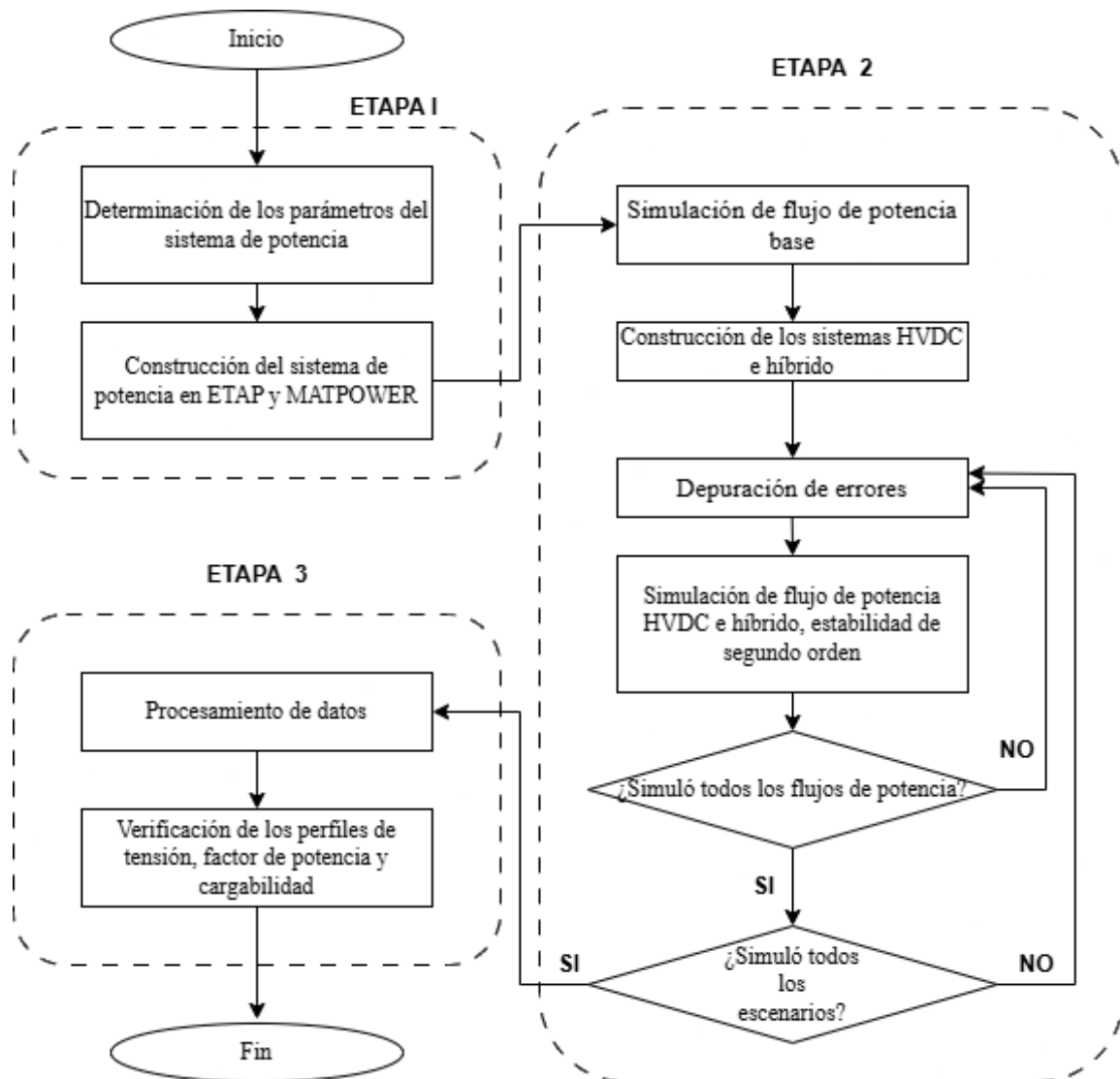


Figura 12. Diagrama de flujo de la metodología planteada. Elaboración propia.

## **4.1 ETAPA I- CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA**

La metodología utilizada se estructuró en distintas etapas con el fin de evaluar el comportamiento dinámico del sistema de transmisión ante la inserción de líneas HVDC en paralelo a un corredor HVAC existente. En la primera etapa, se realizó el levantamiento y simplificación del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) de Ecuador a partir del diagrama unifilar oficial presentado por el Operador Nacional de Electricidad [6]. A partir de dicho diagrama, se extrajeron las principales características del sistema: niveles de tensión, ubicación de generadores y cargas significativas, y la configuración de los corredores de transmisión clave. Esta información permitió identificar los buses estratégicos de interconexión con Colombia, en particular Jamondino y Pimampiro, que fueron seleccionados como nodos de análisis en los escenarios de simulación. Posteriormente, se construyó un modelo representativo en MATLAB utilizando la herramienta MATPOWER, respetando los parámetros técnicos del sistema, incluyendo impedancias, potencias nominales y capacidades de generación, además de las condiciones de operación base en estado estable.

En esta fase también se determinó la topología de conexión de los corredores de transmisión y se simularon condiciones típicas de operación bajo el esquema HVAC. Finalmente, se preparó la construcción del modelo en ETAP para la posterior inserción de líneas HVDC y el análisis dinámico de estabilidad se realizó en MATLAB, ajustando las condiciones iniciales para reflejar el equilibrio eléctrico antes de la perturbación. El anexo A muestra el diagrama unifilar simplificado del SNT que sirvió como base para la modelación del sistema en MATLAB, destacando los buses y corredores seleccionados para el estudio de la dinámica del sistema híbrido.

### **4.1.1 Creación del sistema unifilar**

Después de recolectar los datos técnicos del lugar de estudio, se procede a representar estos datos en el software ETAP para la validación del modelo en MATPOWER. Esta representación incluye la fuente de alimentación, la acometida en media tensión, los seccionadores de media tensión, los transformadores, los interruptores de baja tensión, la acometida en baja tensión y las cargas conectadas. Todos estos elementos se representan utilizando una simbología adecuada, asegurando una clara y precisa visualización del sistema unifilar.

## 4.2 ETAPA II: INSERCIÓN DE LÍNEAS HVDC Y FORMULACIÓN DEL MODELO DINÁMICO

En la segunda etapa, se procedió a la modificación estructural del sistema modelado, incorporando la inserción de dos líneas HVDC en paralelo a las líneas HVAC existentes entre los buses Jamondino 230 kV y Pimampiro 230 kV, definidos previamente como punto de interconexión entre Ecuador y Colombia. Esta modificación obedeció a la necesidad de analizar la respuesta dinámica del sistema cuando se incrementa la capacidad de transmisión del corredor principal mediante tecnología en corriente continua, sin alterar de forma significativa la infraestructura de los nodos generadores y receptores de carga.

Para ello, se consideró que el sistema original operando bajo régimen puramente HVAC representaba un estado estable, tanto desde el punto de vista del perfil de tensiones como de la distribución de flujos de potencia. Las nuevas líneas HVDC se modelaron inicialmente como ramas con impedancia puramente resistiva, lo cual es coherente con una simplificación de convertidores basados en tecnología VSC (Voltage Source Converter) y líneas monopolares o bipolares simétricas. Esta aproximación se utilizó para facilitar la integración del modelo dinámico sin introducir un sistema de control completo desde el inicio.

A continuación, se formuló un modelo dinámico de segundo orden basado en ecuaciones diferenciales ordinarias (ODE) [21]. Este modelo representó la respuesta temporal de la potencia activa transmitida por las nuevas líneas HVDC frente a una perturbación inicial: la conexión simultánea de ambas líneas al sistema que ya operaba en estado estable. El modelo se basó en una forma clásica de oscilador amortiguado del tipo:

$$\frac{dy^2(t)}{dt^2} + 2\zeta\omega_n \cdot \frac{dy(t)}{dt} + \omega_n^2 \cdot y(t) = K \quad (13)$$

Donde:

$y(t)$ : representa la potencia transmitida en el tiempo (MW).

$\zeta$ : es el coeficiente de amortiguamiento, que describe la rapidez con la que se atenúan las oscilaciones.

$\omega_n$ : es la frecuencia natural del sistema (rad/s).

$K$ : es el valor forzado que corresponde al equilibrio final.

Se utilizaron condiciones iniciales que representaban un sistema sin inyección previa de potencia HVDC, y se resolvió la ecuación numéricamente mediante el método de Runge-Kutta de 2do orden [22]. Los parámetros del modelo fueron calibrados con base en los datos de capacidad y reactancia del corredor Jamondino–Pimampiro, y el tiempo total de simulación se fijó en 2 segundos para capturar la evolución completa hasta el nuevo punto de operación.

Con esto se logró representar de forma aproximada la transición del sistema desde un estado puramente HVAC hacia una configuración híbrida, observando la evolución transitoria de las oscilaciones hasta alcanzar la nueva condición de equilibrio. Esta etapa fue fundamental para determinar la estabilidad dinámica del sistema frente a la expansión con líneas HVDC, sin recurrir aún a modelos de control detallados.

#### **4.2.1 Evaluación de escenarios**

Con el objetivo de comparar el comportamiento del sistema eléctrico interconectado entre Ecuador y Colombia bajo distintas configuraciones de transmisión, se definieron y simularon cuatro escenarios representativos. El primero corresponde al caso base, donde toda la red opera exclusivamente con líneas en corriente alterna (HVAC), replicando la infraestructura actualmente en operación. Este escenario sirve como punto de referencia para contrastar los efectos de incorporar tecnología HVDC.

En el segundo contexto, se adoptó una configuración híbrida, incorporando una línea HVDC paralelamente al sistema HVAC ya existente. Esta línea une de manera directa los nodos Jamondino y El Inga, creando una conexión basada en convertidores de voltaje (VSC). El propósito de este escenario es analizar cómo la existencia de una vía HVDC extra afecta la distribución de los flujos de potencia, la disminución de pérdidas y la disminución de carga en las líneas HVAC convencionales.

El tercer escenario se propone el reemplazo total de la conexión HVAC transfronteriza por una línea HVDC única. En esta situación, se suprime la conexión de corriente alterna entre ambos países, dejando al enlace HVDC como la única ruta de transmisión de energía binacional. Esta configuración facilita el análisis de la habilidad del sistema HVDC para funcionar de manera independiente y eficaz, además de su influencia en los perfiles de voltaje, estabilidad y cargabilidad de las líneas internas.

Finalmente, el cuarto escenario aborda la evaluación dinámica del sistema mediante una simulación transitoria. Se modeló una perturbación estructural utilizando una entrada tipo

escalón y se resolvió la respuesta del sistema con un modelo de segundo orden. Esta simulación permitió observar el comportamiento temporal de la tensión en los distintos nodos, identificando el nivel de oscilaciones, la rapidez de estabilización y la capacidad de amortiguamiento de cada configuración evaluada. La Figura 13 muestra el diagrama de conexión planteado en la simulación ejecutada para una línea HVDC realizando toda la conexión entre Ecuador y Colombia y en otro escenario la conexión por medio de HVDC y HVAC teniendo una conexión híbrida.

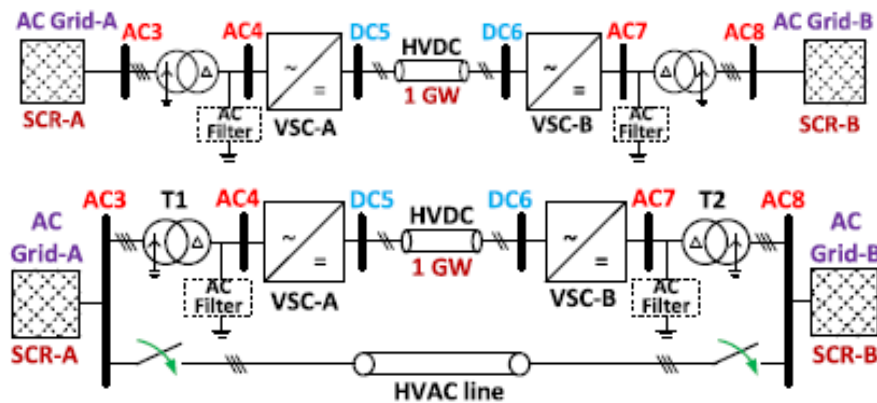


Figura 13. Diagrama de flujo de la metodología planteada [21].

#### 4.2.2 Evaluación de la estabilidad del sistema

Para analizar la respuesta dinámica del sistema de potencia frente a perturbaciones estructurales como la conexión súbita de una línea HVDC en paralelo con enlaces HVAC existentes se implementó un modelo matemático de segundo orden [19]. Este modelo captura de forma precisa el comportamiento oscilatorio de los sistemas híbridos AC/DC. Este modelo simula una entrada tipo escalón, representando el cambio abrupto en la topología de red, y permite evaluar la capacidad del sistema para amortiguar oscilaciones y retornar al estado estable. En concreto, el modelo se formuló con una ecuación diferencial de segundo orden del tipo masa-resorte-amortiguador, incorporando los parámetros de frecuencia natural y amortiguamiento, tal como se discute en el artículo mencionado.

La simulación numérica fue desarrollada en MATLAB utilizando el integrador ode45, basado en el método de Runge-Kutta de 2do orden, reconocido por su precisión en la resolución de ecuaciones diferenciales ordinarias no rígidas. La variable monitoreada fue la potencia activa que fluye por las líneas entre Jamondino y Pimampiro, observada durante un intervalo de 5 segundos tras el cambio estructural. Este análisis permitió determinar el tiempo de estabilización (~0.9 segundos), la magnitud de los picos transitorios y el amortiguamiento efectivo del sistema.

La Figura 14 muestra el comportamiento dinámico del sistema híbrido ante la conexión de las nuevas líneas HVDC, visualizando claramente las oscilaciones iniciales, su disipación progresiva y el establecimiento de un nuevo punto de operación en estado estable.

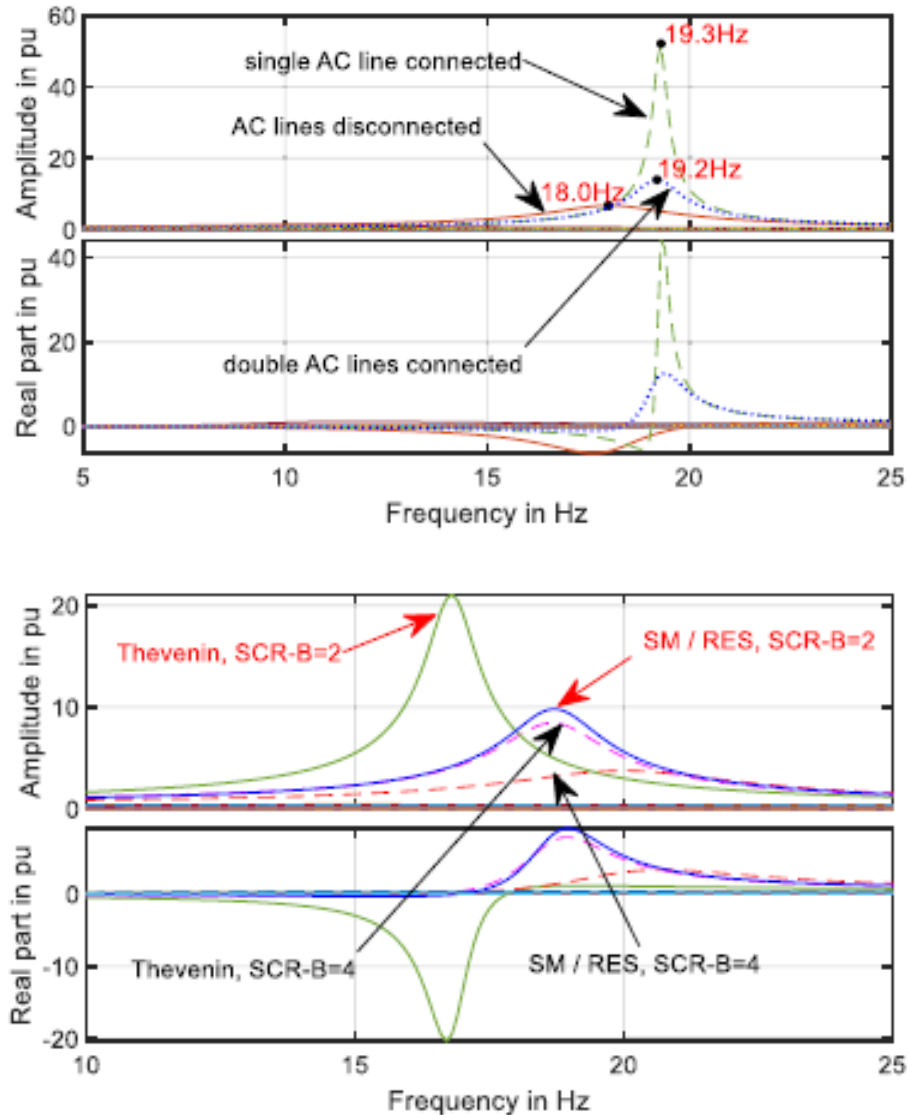


Figura 14. Respuesta al impulso para equivalente Thévenin de una red [21].

### 4.3 ETAPA III: CONSOLIDACIÓN DE RESULTADOS

La tercera etapa se estructuró con el objetivo de integrar, analizar comparativamente y extraer conclusiones técnicas a partir de los resultados obtenidos en las simulaciones de flujo de carga y estabilidad dinámica de los escenarios propuestos. Esta fase incluyó la organización sistemática de los datos generados en las etapas anteriores, su visualización gráfica y la exportación de indicadores clave en formato Excel para su posterior interpretación.

Durante esta etapa se consolidaron los siguientes resultados fundamentales:

- **Perfiles de tensión** en todos los buses del sistema bajo los escenarios base (solo HVAC) y modificado (HVAC + HVDC), lo que permitió identificar variaciones en la estabilidad de voltaje y comparar la calidad del servicio eléctrico.
- **Cargabilidad de líneas y transformadores**, expresada como el porcentaje de utilización respecto a su capacidad térmica nominal. Se identificaron los elementos más exigidos bajo ambas configuraciones, permitiendo evaluar el alivio o la sobrecarga generada por las nuevas rutas HVDC.
- **Factor de potencia por bus**, lo que permitió detectar zonas con demanda predominantemente reactiva o con posibles problemas de eficiencia energética.
- **Simulación dinámica** de la respuesta del sistema ante la conexión de nuevas líneas HVDC, empleando un modelo de segundo orden y escenarios de perturbación. Este análisis permitió observar el comportamiento transitorio de la red.

Todos estos resultados fueron organizados y exportados automáticamente a archivos Excel mediante scripts de MATLAB, facilitando el análisis cruzado de variables y la generación de gráficos comparativos. Asimismo, se generaron figuras en formato PNG con calidad de publicación, que ilustran visualmente las diferencias entre ambos escenarios, facilitando la interpretación técnica y académica del comportamiento del sistema. De esta manera, la Etapa III permitió cerrar el ciclo de análisis metodológico, integrando la modelación eléctrica, la simulación dinámica y la evaluación comparativa de escenarios, alineándose con los objetivos planteados en el estudio. La Tabla 5 presenta los valores normativos definidos para el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) en Ecuador, organizados según el tipo de indicador técnico y nivel de tensión correspondiente. Se incluyen los rangos permitidos para la tensión en pu, los factores de potencia mínimos aceptables, los límites de cargabilidad en condiciones normales y de emergencia, y los tiempos máximos aceptables para la estabilización transitoria del sistema. Los valores se basan en regulaciones emitidas por CELEC Transelectric y normas internacionales (IEC, IEEE), y funcionan como punto de referencia para valorar la conformidad operativa de los escenarios simulados (HVAC, HVDC y mixto).

Tabla 5. Parámetros a evaluar [22], [23].

Indicador	Unidad	Nivel de voltaje	Rango normativo admitido	Fuente
Tensión	p.u.	Bajo Voltaje ( $\leq 0.6$ kV)	0.92 – 1.08 ( $\pm 8\%$ )	ARCERNNR 002/20
		Medio Voltaje (0.6 – 40 kV)	0.94 – 1.06 ( $\pm 6\%$ )	ARCERNNR 002/20
		Alto Voltaje G1 (40 – 138 kV)	0.95 – 1.05 ( $\pm 5\%$ )	ARCERNNR 002/20
		Alto Voltaje G2 ( $>$ 138 kV)	0.95 – 1.05 ( $\pm 5\%$ )	ARCERNNR 002/20
Factor de potencia (mínimo)	sin unidad	Todos los niveles	$\geq 0.92$	CELEC normativa de operación
Cargabilidad	%	Todos los niveles	$\leq 100\%$ (normal); $\leq 120\%$ (emerg.)	IEEE C57.91 / CELEC
Frecuencia	Hz	Todos los niveles	$60 \pm 0.5$ Hz	CENACE Ecuador
Estabilización (transitoria)	segundos	Todos los niveles	$\leq 1$ s (normal); $\leq 2$ s (estructural)	IEEE 421.5 / literatura técnica
Sobretensión transitoria	p.u.	Todos los niveles	$\leq 1.10$ p.u.	IEC 60071
Subtensión transitoria	p.u.	Todos los niveles	$\geq 0.90$ p.u.	IEC 60071

## 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo, se detallan aquellos resultados obtenidos del análisis efectuado. Para ello, se realizará una simulación del sistema que facilitará una visión más detallada de los escenarios y las posibles medidas correctivas.

### 5.1 ETAPA I - CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA

Este capítulo informa las conclusiones alcanzadas a través de las simulaciones del sistema de transmisión simplificado entre Ecuador y Colombia, modelado en MATLAB/MATPOWER. Se analizaron dos situaciones: una con el esquema convencional en HVAC y otra con una red únicamente HVDC, en la que las cuatro líneas de interconexión principales son de corriente directa.. Para cada caso se analizaron perfiles de voltaje, factor de potencia, cargabilidad de líneas, pérdidas técnicas y flujo transfronterizo. Finalmente, se estudió la respuesta transitoria ante perturbaciones de carga.

El sistema de transmisión corresponde a una red simplificada que conecta puntos clave en Ecuador y Colombia. A continuación, se describen los elementos principales: buses, generadores, cargas y líneas de transmisión.

La red cuenta con un total de 19 buses representativos, incluyendo buses de generación, carga y transformación. El bus San Rafael 500 kV actúa como slack, sirviendo como referencia para el balance de potencia. En la Tabla 6 se ve una descripción general de los buses pertenecientes al sistema de potencia estudiado.

Tabla 6. Descripción del sistema de potencia [6].

Bus ID	Nombre del bus	Tipo	Voltaje nominal (kV)	Descripción
1	Jamondino	Generador	230	Nodo en Colombia
2	Pimampiro 230	Carga	230	Nodo de interconexión
3	Pimampiro 138	Transformador	138	Reducción a media tensión
4	Ibarra 138	Carga	138	Nodo medio
5	Ibarra 69	Carga	69	Zona de distribución local
6	Ibarra 34.5	Carga	34.5	Nivel de distribución
7	Tulcán 138	Carga	138	Nodo frontera Ecuador
8	Tulcán 69	Carga	69	Distribución Tulcán
9	Pomasqui 230	Generador	230	Planta generadora en Ecuador
10	Pomasqui 138	Transformador	138	Reducción local
11	Santa Rosa 230	Generador	230	Nodo generador
12	Santa Rosa 138	Transformador	138	Reducción local
13	San Rafael 500	Slack	500	Slack system - Ecuador
14	San Rafael 230	Transformador	230	Recolección en 230 kV
15	Jivino	Carga	230	Nodo de carga
16	Totoras	Generador	230	Nodo de generación
17	El Inga 500	Generador	500	Generador
18	El Inga 230	Transformador	230	Transformación intermedia
19	El Inga 138	Carga	138	Nodo final

La Tabla 7 presenta los buses del sistema que cuentan con generación activa, indicando su ubicación, potencia activa y reactiva disponible, así como el tipo de fuente. Los generadores se ubican estratégicamente en buses clave como Pomasqui, El Inga, San Rafael y Totoras, lo que permite garantizar un adecuado suministro energético a lo largo del sistema y facilitar el control de voltaje. La generación es mayoritariamente hidroeléctrica, coherente con la matriz energética de Ecuador, e incluye también un modelo Thevenin representando el efecto combinado de múltiples generadores en Totoras. La presencia de un generador slack en San Rafael permite balancear las inyecciones y retiros de potencia, estabilizando el sistema durante las simulaciones.

Tabla 7. Buses generadores [6].

<b>Bus ID</b>	<b>Nombre del bus</b>	<b>Potencia activa(MW)</b>	<b>Potencia reactiva (MVar)</b>	<b>Tipo de generador</b>
1	Jamondino	420	150	Térmico
9	Pomasqui 230	110	0	Térmica o cogeneración
10	Pomasqui 138	130	0	Térmica o cogeneración
13	San Rafael 500	1500	0	Hidroeléctrico
16	Totoras 230	470	0	Hidroeléctrico
19	El Inga 138	600	0	Renovable / Biogás

Las cargas están distribuidas en buses estratégicos, con potencias activas y reactivas medidas o estimadas para cada uno.

Tabla 8. Descripción de las cargas [6].

<b>Bus ID</b>	<b>Nombre del bus</b>	<b>Carga activa (MW)</b>	<b>Carga reactiva (MVar)</b>
5	Ibarra 69	32,67	8,34
6	Ibarra 34.5	21.56	4,378
8	Tulcán 69	21.78	3.10
9	Pomasqui 230	106.20	15.3
10	Pomasqui 138	126.72	18.05
12	Santa Rosa 138	99.93	14.09
15	Jivino	82.96	11.82
16	Totoras	311.46	44.38
19	El Inga 138	229.195	32.65

La Tabla 9 ofrece una explicación minuciosa de las líneas de transmisión que constituyen el sistema eléctrico examinado. Se reflejan las características importantes de cada línea, como su resistencia y reactancia teniendo en cuenta su longitud, nivel de tensión, capacidad de transporte y localización de los puntos de conexión en los nodos de la red. Esta información es importante para los estudios de los flujos de potencia, también para valoración de las pérdidas y la definir incorporación de nuevas fuentes de generación. Además, el análisis exacto de las propiedades físicas y eléctricas de dichas líneas facilita la identificación de posibles restricciones operativas y la planificación estratégica para la optimización y ampliación del sistema de interconexión.

Tabla 9. Descripción de las líneas de transmisión [6].

Desde Bus	Hasta Bus	Tipo de línea	Capacidad (MVA)	Reactancia (p.u.)	Resistencia (p.u.)
1	2	HVAC	332	0.244990	0.026540
2	3	Trafo	300	0.000018	0.000000
3	4	HVAC	120	0.027221	0.006294
4	5	Trafo	100	0.000018	0.000000
5	6	Trafo	33	0.000018	0.000000
3	7	HVAC	120	0.064369	0.015725
7	8	Trafo	33.3	0.000018	0.000000
9	10	Trafo	800	0.000018	0.000000
11	12	Trafo	800	0.000018	0.000000
13	14	Trafo	1200	0.000018	0.000000
14	15	HVAC	400	0.052831	0.006370
11	16	HVAC	342	0.101890	0.012268
17	18	Trafo	600	0.000018	0.000000
18	19	Trafo	600	0.000018	0.000000

La Tabla 10 muestra los datos de los transformadores que forman parte del sistema eléctrico analizado. Se contemplan factores importantes como la potencia nominal, el nivel de voltaje en los devanados primario y secundario, y la localización de cada dispositivo en la red. Esta información es importante para el estudio de la capacidad de transformación en los escenarios planteados. Adicionalmente, el entendimiento exacto de las propiedades de los transformadores permite valorar su rendimiento bajo diversas condiciones de carga, además de identificar posibles limitaciones operativas en ocasiones de alta demanda o carga y planear futuras ampliaciones o mejoras en la infraestructura eléctrica.

Tabla 10. Descripción de los transformadores [6].

Desde Bus	Hasta Bus	Nivel de transformación	Potencia nominal (MVA)	Tipo de transformador
2	3	230/138 kV	300	Reducción
4	5	138/69 kV	130	Reducción
5	6	69/34.5 kV	30	Distribución
9	10	230/138 kV	800	Reducción
11	12	230/138 kV	800	Reducción
13	14	500/230 kV	1200	Reducción
14	15	230/230 kV	400	Interconexión
17	18	500/230 kV	600	Reducción
18	19	230/138 kV	600	Reducción

La Tabla 11 describe los componentes de compensación utilizados para los casos de estudios, en los cuales se detallan la ubicación, el tipo de dispositivo y la capacidad, esto nos permite realizar ajustes en los niveles de tensión a tener en cuenta para el diseño unifilares simplificados.

Tabla 11. Descripción de los dispositivos de compensación [6].

Ubicación del Bus	Tipo de Dispositivo	Capacidad (MVar)
5 (Ibarra 69)	Banco de capacitores	6
6 (Ibarra 34.5)	Banco de capacitores	6
8 (Tulcán 69)	Banco de capacitores	5

A partir de la descripción detallada de los componentes, se establece que el sistema de transmisión simplificado está conformado por 19 buses, que incluyen nodos de generación, transformación y carga, distribuidos entre Ecuador y Colombia. El nodo San Rafael 500 kV se define como el bus slack, y actúa como referencia para el balance de potencia y tensión del sistema. Este punto es clave por su conexión con el principal generador hidroeléctrico, que permite estabilizar el sistema frente a variaciones de carga o generación.

El sistema integra múltiples niveles de tensión (500 kV, 230 kV, 138 kV, 69 kV y 34.5 kV), lo cual refleja la jerarquía típica de una red de transmisión y subtransmisión. Los generadores están ubicados estratégicamente en Jamondino, San Rafael, Santa Rosa, Totoras y El Inga, mientras que las cargas se concentran en zonas como Ibarra, Tulcán, Pomasqui y Jivino. En la Figura 15 se representa la disposición y conexión de los buses principales de la interconexión binacional, mientras que el Anexo B presenta el diagrama unifilar con las líneas de transmisión HVAC que enlazan las diferentes ciudades y puntos estratégicos, junto con la ubicación de generadores y cargas. Cabe resaltar el papel del bus San Rafael, definido como bus slack, que actúa como referencia para garantizar el balance de potencia en todo el sistema.

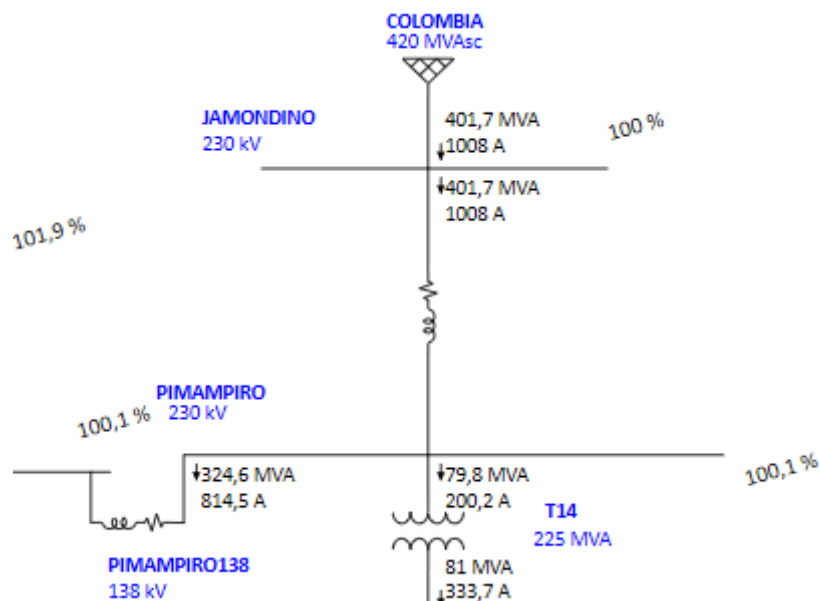


Figura 15. Diagrama unifilar del sistema de transmisión en el caso base de la interconexión binacional.

Elaboración propia.

## 5.2 ETAPA II - INSERCIÓN DE LÍNEAS HVDC Y FORMULACIÓN DEL MODELO DINÁMICO

En esta etapa se implementan distintos escenarios de inserción de líneas HVDC en el sistema propuesto, con el objetivo de evaluar su impacto técnico en el comportamiento de la red. Asimismo, se estructura un modelo dinámico simplificado que permite analizar la respuesta del sistema ante variaciones de carga y eventos transitorios.

La Figura 16 muestra el diagrama unifilar correspondiente al escenario alternativo con interconexión HVDC. En esta configuración, se reemplaza el corredor de transmisión HVAC entre el bus Jamondino (Bus 1) y el bus Pimampiro (Bus 2) por un enlace en corriente continua. Esta modificación representa el único cambio estructural entre ambos escenarios, manteniéndose el resto de la red sin alteraciones. La meta de la sustitución es valorar las ventajas técnicas de establecer un enlace HVDC en la conexión entre Ecuador y Colombia, especialmente en lo que respecta al perfil de tensión, pérdidas técnicas y regulación del flujo de energía. Para más detalles sobre el diagrama unifilar, se puede consultar el Anexo C.

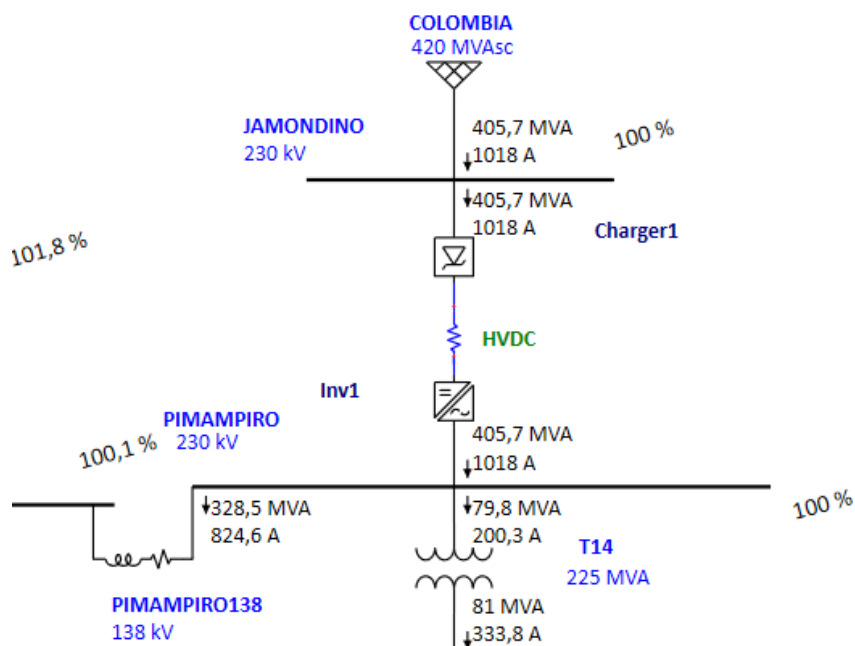


Figura 16. Diagrama unifilar con conexión HVDC. Elaboración propia.

La Figura 17 ilustra el escenario de conexión mixta HVDC-HVAC, en el cual se implementa una solución híbrida en el enlace entre el bus Jamondino (Bus 1) y el bus Pimampiro (Bus 2). De las cuatro líneas de transmisión originalmente en HVAC, dos se mantienen en corriente alterna, mientras que las otras dos se convierten a corriente continua. Esta configuración

permite comparar el comportamiento operativo de un esquema híbrido, conservando parte de la infraestructura convencional y evaluando los beneficios potenciales de introducir enlaces HVDC parciales en corredores estratégicos. El resto de la red permanece inalterado respecto al escenario base. Para una visión más detallada de la topología completa, se puede consultar el diagrama unifilar incluido en el Anexo D.

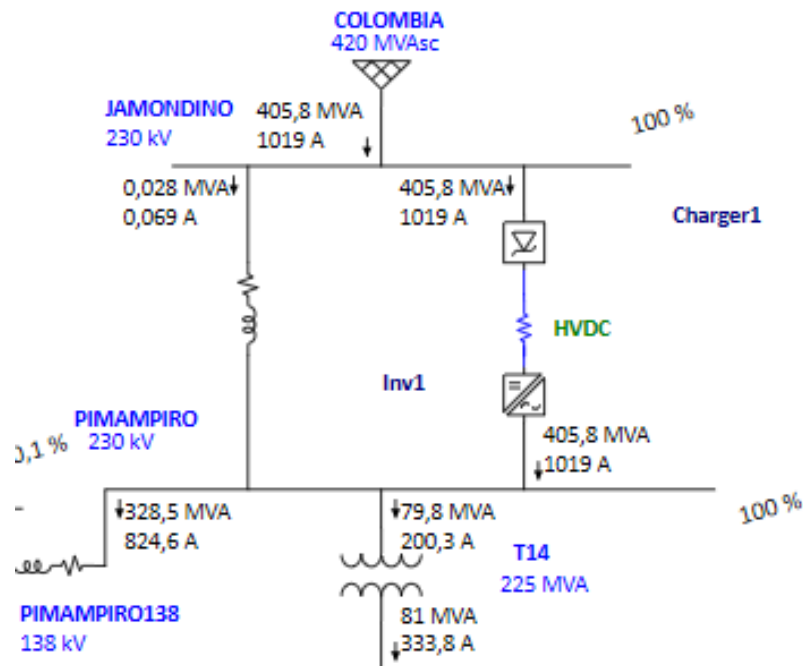


Figura 17. Diagrama unifilar con conexión HVDC-HVAC. Elaboración propia.

### 5.3 ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS

En los anexos J y K se puede observar las tablas que contienen los resultados graficados a continuación estos resultados se compilaron por medio del script de Python del anexo I, los scripts de Matlab del anexo G y anexo H corresponden a los flujos de potencia y estabilidad respectivamente, a continuación, se presenta un análisis de los resultados más relevantes.

#### 5.3.1 Voltaje por barra

La Tabla 12 muestra los valores mínimos de voltaje registrados en cada bus para los tres escenarios analizados: Base-MATPOWER, HVDC-ETAP y Híbrido-ETAP, expresados en por unidad (p.u.). En general, hay una mejora progresiva en los perfiles de voltaje desde el base hasta el escenario HVDC, que es el escenario que se aproxima más a, o alcanza, valores nominales (1.00 p.u.) en el mayor número de nodos del sistema.

El escenario híbrido muestra un comportamiento intermedio mejorando el voltaje en la mayoría de los buses en comparación con el caso base, aunque con pequeñas diferencias relativas al rendimiento del sistema HVDC puro. Esto se nota bastante en buses como Ibarra 69 kV donde el voltaje mejora de 0.995 p.u. en el escenario base a 1.010 p.u. con HVDC y 1.009 p.u. con el escenario híbrido. De manera similar, Tulcán 138 kV mejora de 1.006 p.u. a 1.014 p.u. con HVDC y 1.015 p.u. con el esquema híbrido.

En la barra Totoras 230 kV se presenta un caso particular en el que el voltaje de 1.031 p.u. se reduce a 1.013 p.u. con HVDC y 1.012 p.u. en el sistema híbrido. Aun cuando hay una ligera reducción, todos los voltajes se mantienen en el intervalo 1.00 – 1.05 p.u., óptimo para la operación, sugiriendo un reparto de flujos más equilibrado y menor sobrealimentación en comparación al escenario base.

El gráfico del perfil de voltaje confirma esta observación, ilustrando que el escenario Base-MATPOWER mantiene voltajes cerca de 1.00 pu en buses críticos como Jamondino y San Rafael, pero muestra caídas más significativas en los buses de carga de 34.5 kV y 69 kV de Ibarra. En comparación, tanto los escenarios HVDC-ETAP como Híbrido-ETAP reflejan un perfil de voltaje más uniforme a lo largo del sistema, lo que indica una mejora en la calidad del suministro eléctrico y una reducción en las caídas de voltaje.

Tabla 12. Voltajes mínimos por bus en cada escenario.

<b>Bus</b>	<b>Base-MATPOWER</b>	<b>HVDC-ETAP</b>	<b>Híbrido-ETAP</b>
Jamondino 230	1.000	1.000	1.000
Pimampiro 230	1.002	1.000	1.000
Pimampiro 138	1.002	1.001	1.001
Ibarra 138	0.995	1.004	1.004
Ibarra 69	0.995	1.010	1.009
Ibarra 34.5	0.995	0.998	0.997
Tulcán 138	1.006	1.014	1.015
Tulcán 69	1.006	1.005	1.006
Pomasqui 230	1.018	1.015	1.012
Pomasqui 138	1.018	1.018	1.019
Santa Rosa 230	1.019	1.018	1.019
Santa Rosa 138	1.019	1.020	1.012
San Rafael 500	1.000	1.000	1.000
San Rafael 230	1.000	1.008	1.008
Jivino 230	1.010	1.008	1.008
Totoras 230	1.031	1.013	1.012
El Inga 500	1.021	1.013	1.013
El Inga 230	1.021	1.012	1.012
El Inga 138	1.022	1.012	1.011

La Figura 18 muestra el perfil de tensión (en valores por unidad, p.u.) para los principales buses del sistema eléctrico bajo tres escenarios: Base-MATPOWER, HVDC-ETAP e Híbrido-ETAP. El rango permitido de operación, de acuerdo con la normativa técnica, está delimitado entre 0.95 p.u. (línea azul punteada) y 1.05 p.u. (línea roja punteada), con un valor nominal de referencia de 1.0 p.u. (línea sólida negra).

#### **Distribución general y cumplimiento normativo:**

En los tres escenarios estudiados Base-MATPOWER, HVDC-ETAP e Híbrido-ETAP todas las tensiones se mantienen dentro del rango normativo y considerado operacional (0.95–1.05 p.u.), lo cual indica un desempeño correcto en el control de voltaje del sistema. No obstante, existen ciertos buses donde la tensión mínima se acerca al límite inferior, lo cual sugiere que hay margen para mejorar en el reforzamiento del perfil de voltaje.

#### **Mínimos y máximos:**

- En el escenario Base-MATPOWER, la tensión mínima se ubica en Ibarra 34.5 kV donde se registró 0.995 p.u. Aunque cumple la normatividad, es uno de los más bajos del sistema. En los escenarios HVDC e Híbrido, este valor se incrementa levemente a 0.998 p.u. y 0.997 p.u. respectivamente.
- En el caso base, Ibarra 69 kV a 0.995 p.u. y Ibarra 138 kV a 0.995 p.u. también registran tensiones bajas, pero, al ser sometidas a HVDC, superan el 1.004 p.u. y mantienen esos valores en el híbrido, lo que indica una mejora notable en el perfil de tensión.
- En lo que respecta al valor máximo, se observa que en El Inga 138 kV alcanza 1.022 p.u. en el escenario base, disminuyendo a 1.012 p.u. con HVDC y a 1.011 p.u. en el híbrido. De manera similar, Totoras 230 kV reduce su tensión de 1.031 p.u. a 1.013 p.u. y 1.012 p.u. en los escenarios con HVDC, lo que indica una leve disminución en la sobrealimentación.

#### **Comparación de escenarios:**

- En el escenario HVDC-ETAP, se nota una mejora significativa en los perfiles de tensión, con valores mínimos más altos y una menor variabilidad entre los buses. Esto indica una operación más estable y menos caídas de voltaje.
- Por otro lado, el escenario Híbrido-ETAP muestra un rendimiento intermedio, con mejoras destacadas en los buses críticos, aunque no logra alcanzar los niveles óptimos del sistema HVDC puro.

- El escenario Base-MATPOWER, aunque se mantiene dentro de los límites normativos, presenta una mayor dispersión en los voltajes, especialmente en los niveles de media tensión, lo que pone de manifiesto las limitaciones del sistema HVAC en el control de voltaje.

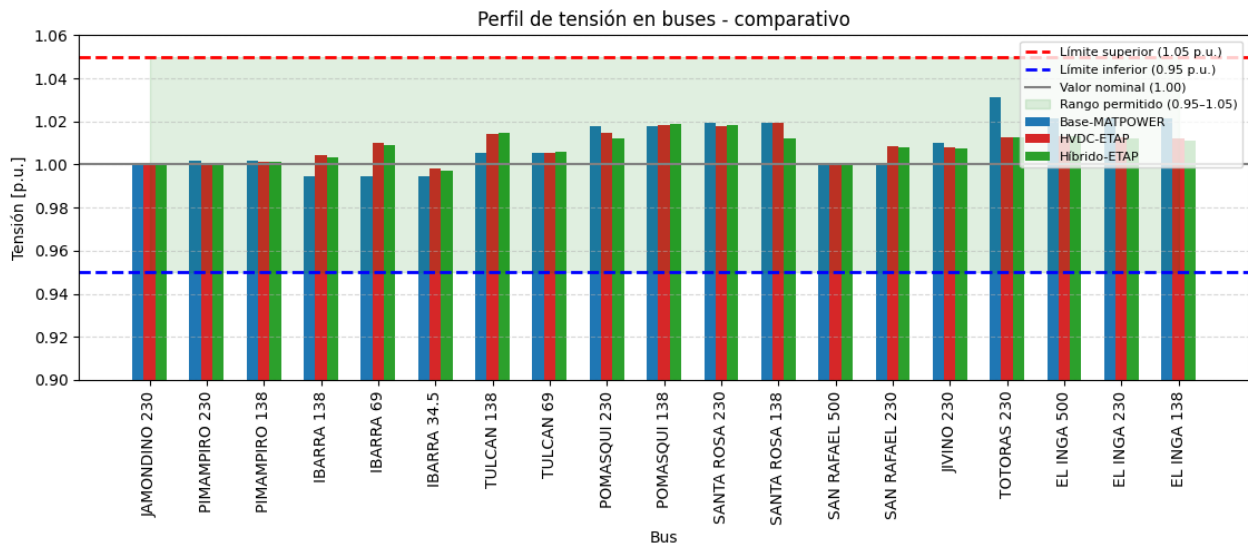


Figura 18. Comparación de voltaje por bus para cada escenario. Elaboración propia.

### 5.3.2 Factor de potencia

La Tabla 13 muestra los valores mínimos del factor de potencia que se han registrado en cada bus bajo tres escenarios diferentes: Base-MATPOWER, HVDC-ETAP y Híbrido-ETAP. En general, los factores de potencia se mantienen dentro de rangos aceptables, que van de 0.92 a 1.00. Sin embargo, el escenario Base presenta valores más bajos en varios nodos con alta demanda reactiva, como Tulcán 69 kV, Pomasqui 138 kV, Santa Rosa 138 kV, Jivino 230 kV y Totoras 230 kV, todos con un valor de 0.950. Estos números indican una mayor proporción de potencia reactiva, lo que podría impactar la eficiencia energética y justificar la necesidad de implementar acciones de compensación.

Con la incorporación del enlace HVDC, se notan mejoras en ciertos nodos. Por ejemplo, el factor de potencia de Ibarra 69 kV aumenta de 0.990 a 0.999, y el de El Inga 138 kV pasa de 0.980 a 0.989, gracias al control independiente de potencia activa y reactiva que permiten los convertidores VSC. El escenario Híbrido logra mantener estas mejoras, alcanzando un rendimiento similar al del HVDC puro.

Tabla 13. Factor de potencia mínimo por bus.

Bus	Base-MATPOWER	HVDC-ETAP	Híbrido-ETAP
Ibarra 69	0.969	0.969	0.969
Ibarra 34.5	0.980	0.980	0.980
Tulcán 69	0.990	0.990	0.990
Pomasqui 230	0.990	0.990	0.990
Pomasqui 138	0.990	0.990	0.990
Santa Rosa 138	0.990	0.990	0.990
Jivino 230	0.990	0.990	0.990
Totoras 230	0.990	0.990	0.990
El Inga 138	0.990	0.990	0.990

La Figura 19 presenta la comparación del factor de potencia en distintos buses del sistema bajo tres escenarios: Base, HVDC e Híbrido. El rango permitido, según normativa, se encuentra entre 0.92 (línea roja punteada) y 1.00 (valor máximo teórico), señalado por el área sombreada. El factor de potencia es un indicador clave de la eficiencia energética, siendo deseable que se mantenga lo más cercano posible a 1.00.

#### **Distribución general y cumplimiento normativo:**

En los tres escenarios que hemos analizado, todos los valores del factor de potencia se encuentran dentro del rango permitido (0.92–1.00), lo que demuestra que el sistema eléctrico está funcionando de manera eficiente en términos de energía. El valor más bajo, que se registró en Ibarra 69 kV (0.969), aunque está cerca del límite inferior, no representa un problema grave. Los demás buses mantienen valores alrededor de 0.99 o iguales en todos los escenarios, lo que indica que hay una baja participación de potencia reactiva en general.

#### **Mínimos y máximos:**

- El valor mínimo del factor de potencia se establece en 0.969 en Ibarra 69 kV en todos los escenarios.
- Por otro lado, el valor máximo se encuentra en varios buses, como Pomasqui 230 kV, Santa Rosa 138 kV y Jivino 230 kV, todos alcanzando 0.990. Esto indica una operación eficiente con un bajo consumo de potencia reactiva.

#### **Comparación de escenarios:**

- En el escenario HVDC-ETAP, no se observan variaciones en los factores de potencia en comparación con el caso base, pero se mantiene un desempeño estable.

- El escenario Híbrido-ETAP muestra un comportamiento similar al HVDC en este aspecto, lo que sugiere que el sistema está igualmente equilibrado en términos de factor de potencia.
- Finalmente, el escenario Base-MATPOWER presenta los mismos valores que los otros casos, lo que indica que, para este sistema en particular, el perfil de potencia reactiva es uniforme y está bien gestionado en todos los esquemas analizados.

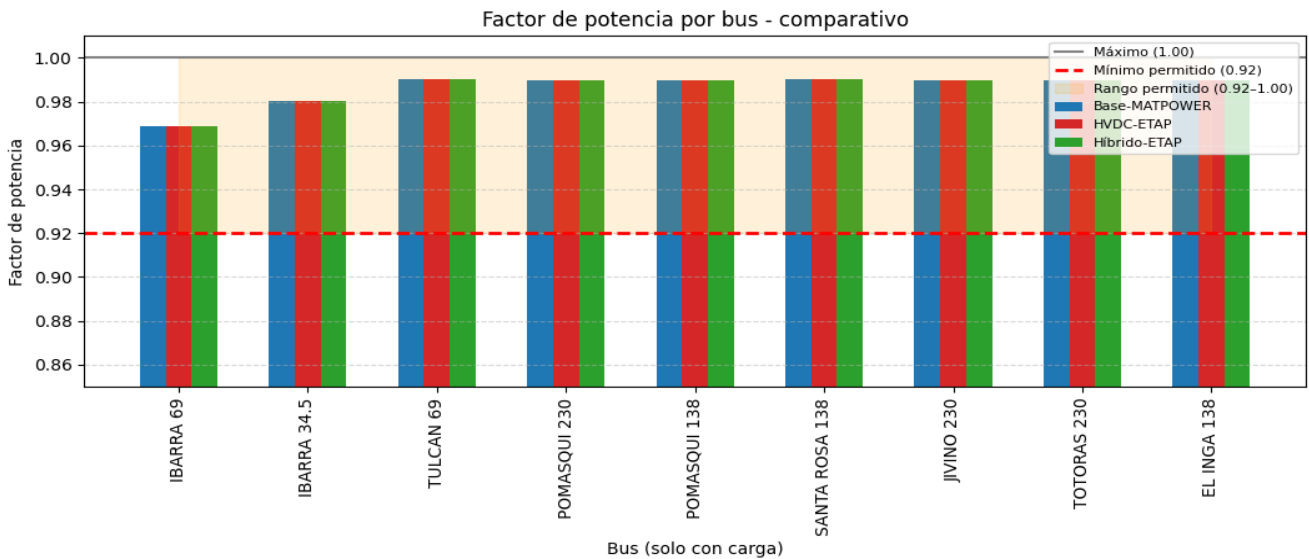


Figura 19. Comparación de factor de potencia por bus para cada escenario. Elaboración propia.

### 5.3.3 Cargabilidad de líneas y transformadores

En el Anexo E se presenta la tabla resumen de la cargabilidad (porcentaje de utilización respecto al límite térmico) de todas las líneas y transformadores del sistema en los tres escenarios: Base-MATPOWER, HVDC-ETAP e Híbrido-ETAP.

Los resultados muestran que la conexión HVDC entre Jamondino y Pimampiro causa una importante modificación en los flujos de energía. Por ejemplo, en los circuitos El Inga – Pomasqui 230 kV, la carga sube un poco, de 50.94 % en la situación inicial a 52.36 % en la situación combinada. Asimismo, en las líneas Santa Rosa – Pomasqui 230 kV, los valores cambian de 34.43 % a 35.56 %, lo que indica un pequeño aumento por el nuevo flujo.

El comportamiento en la situación combinada resalta en los enlaces entre Jamondino y Pimampiro: mientras las líneas HVAC bajan mucho a una carga de 10.36 %, los enlaces HVDC llegan a un valor de 96.16 % en ambos circuitos. Este uso alto de los enlaces en corriente continua, aunque por debajo del límite de emergencia del 125 %, es el punto más exigido, y podría llevar a un cambio o refuerzo en esa parte de la red.

Otros circuitos, como Pimampiro – Pomasqui 230 kV, se quedan estables, con cargas entre 42.53 % y 44.02 %, y las líneas Santa Rosa – Totoras 230 kV están cerca del 55.28 % en todas las situaciones. En los transformadores, se ve una pequeña baja en los El Inga 500/230 kV, que pasan de 54.67 % en el caso base a 52.94 % en el caso híbrido, mostrando un alivio moderado. Algunas ramas HVAC como Ibarra 69 – Ibarra 34.5 kV y Tulcán 138 – Tulcán 69 kV tienen valores más altos (66.66 % y 71.89 %, respectivamente), pero se quedan estables y bajo control en todas las situaciones. La Figura 20 compara estas cargas, mostrando que todos los elementos están por debajo del límite del 100 %, excepto las líneas HVDC del caso combinado, que se acercan a ese límite sin pasarlo.

### **Distribución general y cumplimiento de límites:**

La gran mayoría de las líneas y transformadores funcionan con amplios márgenes de seguridad, sin llegar a utilizar el 100 % de su capacidad térmica. Esto significa que el sistema opera de manera eficiente y sin cuellos de botella, incluso en los escenarios más exigentes. No se han encontrado elementos que superen el límite de emergencia (125 %).

### **Mínimos y máximos:**

- El valor máximo de cargabilidad se registra en los enlaces Jamondino – Pimampiro #3 y #4 HVDC durante el escenario híbrido, con un 96.16 %. Aunque por debajo del límite de emergencia, estos elementos concentran buena parte del flujo, lo que sugiere que podrían requerir refuerzos en caso de expansión o eventos de contingencia.
- Los valores mínimos se encuentran en los corredores El Inga 500 – San Rafael 500 kV, donde la cargabilidad se mantiene entre 36.10 % y 37.27 %, mostrando que aún hay margen para asumir mayores flujos.

### **Comparación de escenarios:**

- En términos generales, los escenarios de HVDC y Híbrido logran una distribución más eficiente de los flujos, aliviando algunas de las líneas HVAC tradicionales y aprovechando mejor la infraestructura disponible.
- Por otro lado, el escenario Base-MATPOWER ofrece condiciones estables, aunque con menos flexibilidad para adaptarse a eventos en comparación con los otros casos.
- Además, la inclusión de enlaces HVDC mejora la utilización general del sistema, aliviando la presión sobre las líneas críticas y aumentando la resiliencia operativa.

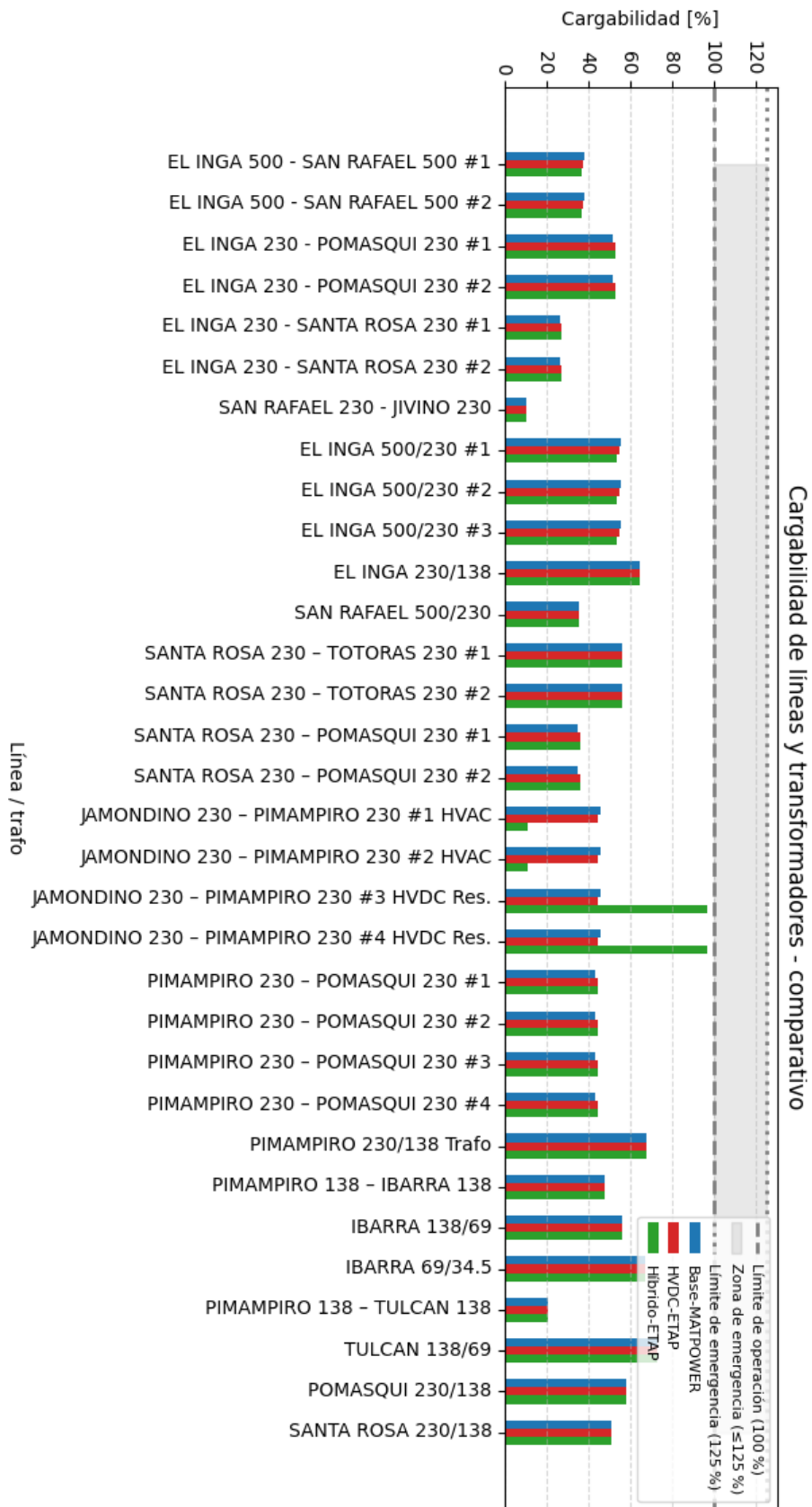


Figura 20. Comparación de cargabilidad de las líneas y transformadores para cada escenario. Elaboración propia.

La Figura 21 presenta una comparación de la capacidad de carga de las líneas de transmisión en tres escenarios diferentes: el Base (HVAC tradicional), el HVDC puro y el híbrido. Se puede notar que, en el escenario híbrido, algunas líneas, especialmente las del enlace Jamondino–Pimampiro, alcanzan picos de capacidad de carga mucho más altos, incluso superando el 100 %. Esto sugiere que podría haber una sobrecarga en situaciones de máxima demanda. En contraste, en los escenarios Base y HVDC, la capacidad de carga de estas mismas líneas se mantiene dentro de márgenes operativos seguros, lo que indica una distribución más equilibrada de los flujos eléctricos. Este comportamiento subraya la importancia de un diseño adecuado de la topología de la red y cómo el enlace HVDC puede ayudar a aliviar la congestión en las líneas críticas, promoviendo así una operación más segura y flexible del sistema de transmisión.

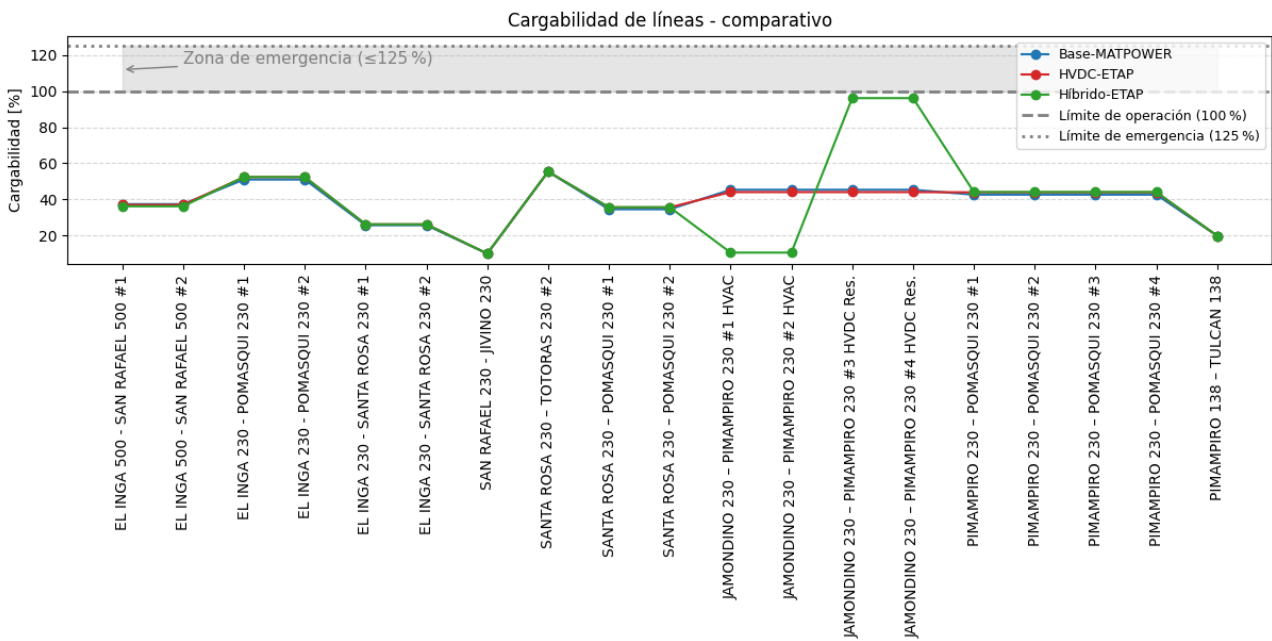


Figura 21. Comparación de cargabilidad de las líneas. Elaboración propia.

En la Figura 22 muestra la comparación de la capacidad de carga de los transformadores en los tres escenarios analizados. En general, se puede ver que la mayoría de los equipos opera dentro de márgenes aceptables, con valores que varían entre el 34.99 % y el 71.89 %. Los transformadores de El Inga 500/230 kV (#1, #2 y #3) muestran una ligera disminución en su utilización, pasando de un 54.67 % en el escenario base a un 52.93 % en el escenario híbrido, lo que indica un alivio operativo moderado. Por otro lado, el transformador El Inga 230/138 kV mantiene un nivel constante de capacidad de carga alrededor del 63.67 % en los tres escenarios, lo que sugiere una carga estable en este punto estratégico. En contraste, el transformador de Pimampiro 230/138 kV se comporta de manera inesperada, con una capacidad de carga del

66.93 % en todos los escenarios, posicionándose como uno de los más exigidos, a diferencia de lo que se había anticipado sobre una carga baja. En cuanto a los transformadores en Ibarra, tanto el de 138/69 kV como el de 69/34.5 kV mantienen valores estables cercanos al 55.70 % y 66.66 %, respectivamente, lo que resalta la importancia operativa de esta subestación. También se identifican otros transformadores con cifras elevadas, como el de Tulcán 138/69 kV, que opera constantemente por encima del 71.89 %, y el de Pomasqui 230/138 kV con un 57.62 %. Finalmente, el transformador de San Rafael 500/230 kV trabaja con una carga moderada del 34.99 % en todos los casos, mientras que el de Santa Rosa 230/138 kV presenta una capacidad de carga estable del 50.46 %. Estos resultados reflejan una operación controlada y segura en todos los transformadores del sistema, aunque hay algunos puntos que requieren atención prioritaria para fortalecer la confiabilidad ante futuras expansiones o contingencias.

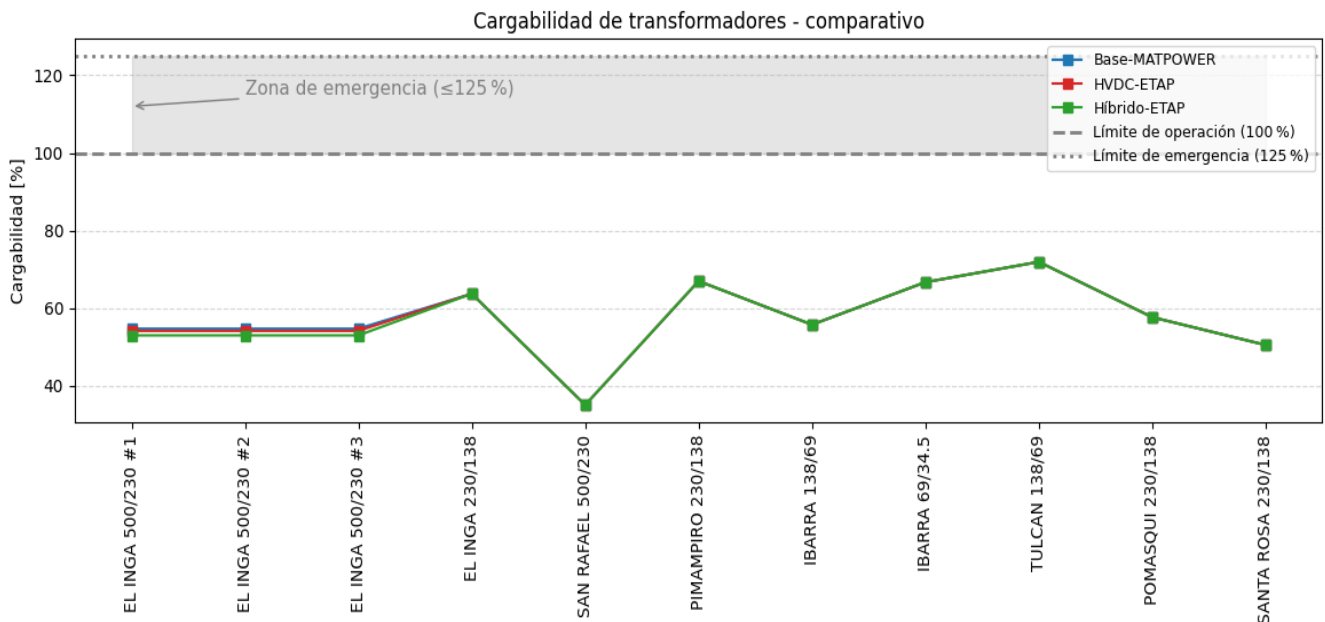


Figura 22. Comparación de cargabilidad de los transformadores. Elaboración propia.

### 5.3.4 Pérdidas técnicas del sistema

La implementación de HVDC en los enlaces entre Jamondino y Pimampiro contribuyó a una reducción significativa de las pérdidas promedio del sistema. Como se muestra en la Tabla 14, la disminución fue de aproximadamente 0.81 MW extrapolando a 24 horas de uso continuo se tienen pérdidas promedio diario de 20.11 MWh, lo que representa una reducción importante en las pérdidas de potencia.

Tabla 14. Comparación de pérdidas promedio

Escenario	Pérdidas Promedio (MW)	Pérdidas promedio diario (MWh)
HVAC	2.92	70.08
Hibrido	2.52	60.48
HVDC	2.11	50.64

### Costo de pérdidas de potencia :

Para estimar el costo de las pérdidas de potencia, se utilizó un valor promedio de energía de 0.594 ¢USD/kWh, que ya tiene en cuenta el impacto de las pérdidas. En la Tabla 15, se observa que los escenarios de HVDC y el híbrido tienen costos de pérdidas más bajos que el sistema HVAC. Aun así, la diferencia no es tan grande, ya que los parámetros eléctricos de las líneas y su longitud son casi idénticos en los tres casos que se analizaron.

Tabla 15. Costo de pérdidas de energía diario.

Escenario	Perdidas promedio [MW]	Energía promedio diaria [MWh]	Costo promedio de energía diario [USD\$]
HVAC	2.92	70.08	41627.52
Hibrido	2.52	60.48	35925.12
HVDC	2.11	50.64	30080.16

Para evaluar la rentabilidad de la inserción de la línea HVDC, se consideró el costo de la energía al que Colombia exporta electricidad a Ecuador, estimado en 0.25 ¢USD/kWh, Como se muestra en la Tabla 16, el costo promedio diario de la energía actualmente se aproxima a 2,150.130 USD.

Tabla 16. Costo de venta de energía de Colombia a Ecuador.

Transporte	Potencia promedio [MW]	Energía promedio diaria [MWh]	Costo promedio de energía diario [USD\$]
HVAC - Actual	358.73	8600.52	2.150.130,000

### 5.3.5 Frecuencia en estado estacionario

La Figura 23 presenta la comparación de la frecuencia por bus en estado estable para los tres escenarios analizados: Base, HVDC e Híbrido. En el escenario Base, se nota que las frecuencias tienen ligeras oscilaciones por debajo del valor nominal, con registros que rondan los 59.98 Hz. Esto es coherente con la operación normal de los sistemas de potencia, especialmente en situaciones de alta demanda o limitaciones en la generación. Por otro lado, en los escenarios

HVDC y Híbrido, las frecuencias tienden a ser un poco más altas, situándose alrededor de 60.00 Hz en el caso HVDC y aproximadamente 60.02 Hz en el Híbrido.

Estas pequeñas diferencias entre los escenarios reflejan cómo las tecnologías de transmisión y los ajustes en los controles de generación o convertidores afectan el comportamiento dinámico del sistema. A pesar de estas variaciones, todas las frecuencias se mantienen dentro del rango permitido por la normativa para sistemas de potencia en operación normal, lo que significa que no hay riesgos de descoordinación ni problemas de estabilidad de frecuencia bajo las condiciones simuladas.

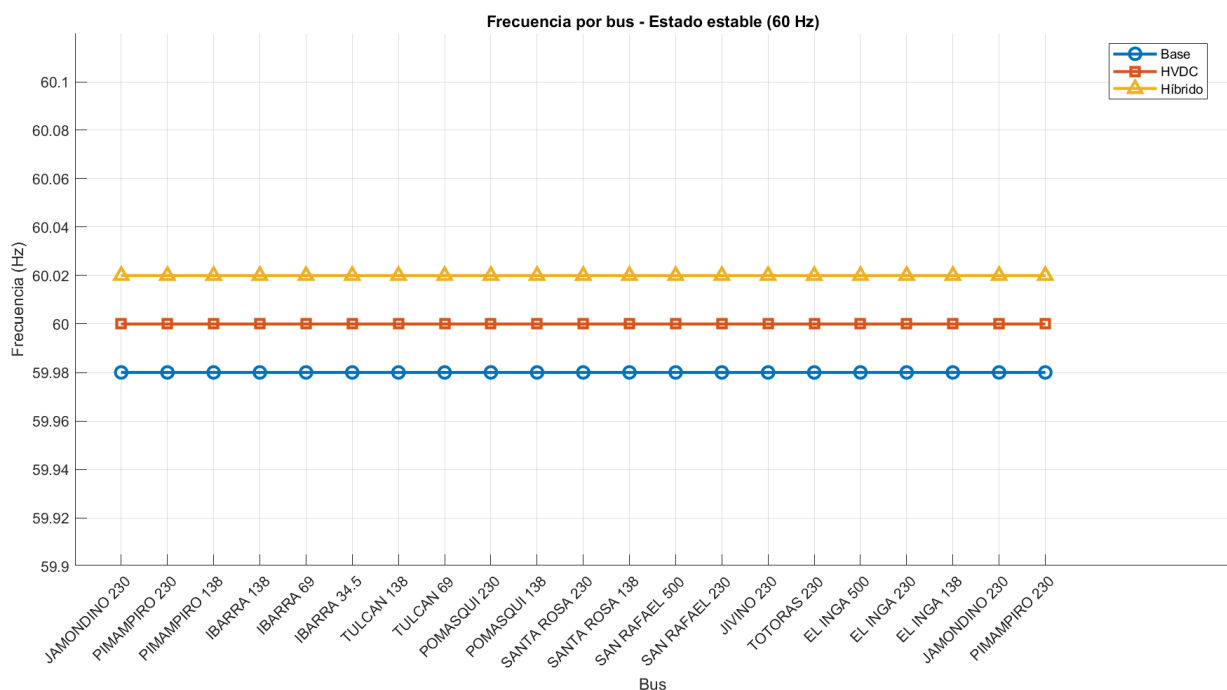


Figura 23. Comparación de las frecuencias en estado estable para cada escenario. Elaboración propia.

La Figura 24 muestra la respuesta dinámica de la potencia en una línea nueva tras una perturbación, modelada como un sistema de segundo orden. El eje horizontal representa el tiempo en segundos, mientras que el eje vertical muestra la potencia transmitida (en MW).

### Análisis del Comportamiento Dinámico:

Se observa que, después de la perturbación inicial, la potencia aumenta rápidamente, alcanzando un pico cercano a 125 MW alrededor de los 0.15 segundos, lo que representa el máximo sobreshoot de la respuesta. Luego, la potencia muestra oscilaciones amortiguadas típicas de un sistema subamortiguado, que van disminuyendo gradualmente en magnitud.

### Estabilización:

Aproximadamente a los 0.8 segundos, la respuesta se estabiliza y se ajusta al valor de potencia estable, que está cerca de 120 MW, como se muestra en la Figura 24. Desde ese momento, la potencia se mantiene casi constante, lo que indica que el sistema ha alcanzado un equilibrio dinámico después de la perturbación.

### Máximos y mínimos:

- El máximo absoluto de la respuesta se alcanza cerca de 125 MW (con un overshoot inicial).
- No se observa un mínimo local marcado después del máximo, ya que las oscilaciones disminuyen suavemente alrededor de 120 MW.
- El valor final, o potencia estable, se sitúa en torno a los 120 MW.

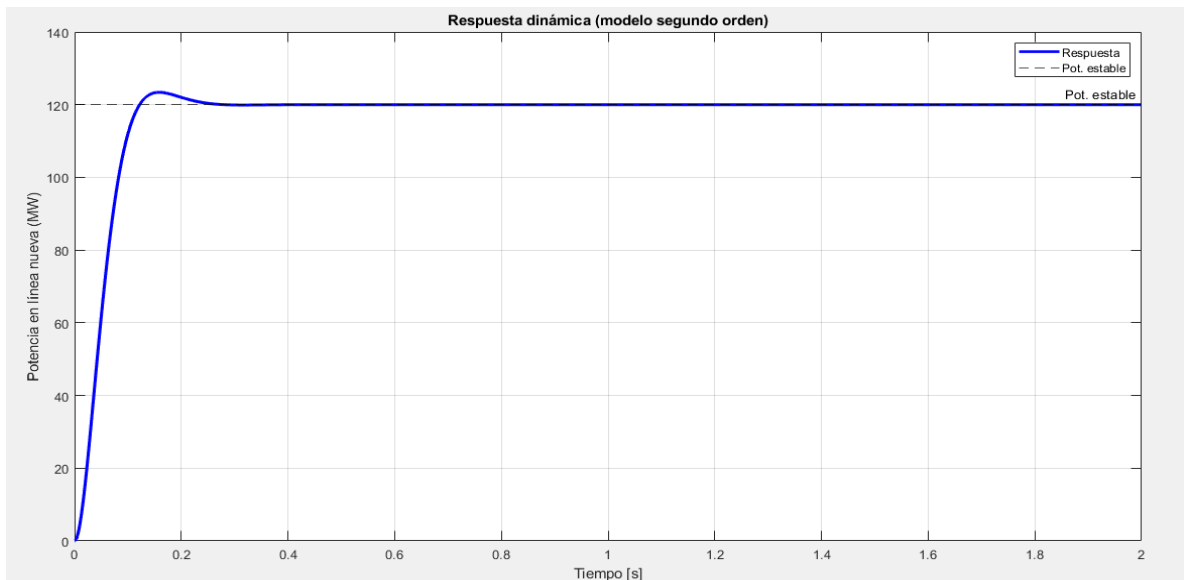


Figura 24. Respuesta dinámica al introducir una red HVDC en una red HVAC. Elaboración propia.

## 6. CONCLUSIONES

La comparación de los escenarios de transmisión ha dejado claro que integrar enlaces HVDC en la interconexión Ecuador–Colombia trae consigo mejoras técnicas notables en comparación con el esquema HVAC convencional. En cuanto al perfil de tensión, se notó una mejora general al incorporar HVDC. El escenario HVDC-ETAP mostró voltajes que se acercan más al valor nominal (1.00 p.u.), con una mayor uniformidad entre los buses y menos dispersión. Por ejemplo, en los buses de Ibarra 69 kV y Tulcán 138 kV, se registraron aumentos significativos, alcanzando hasta 1.010 p.u. y 1.015 p.u., respectivamente. Además, el sobrevoltaje en Totoras 230 kV (1.031 p.u. en el escenario base) se redujo a 1.012 p.u. con HVDC, lo que sugiere un

mejor balance de flujos y menos sobrealimentación. El escenario híbrido mostró mejoras similares, aunque un poco menores, posicionándose como una solución intermedia efectiva.

En cuanto al factor de potencia, los tres escenarios cumplieron con la normativa técnica (0.92–1.00). Sin embargo, se notaron diferencias importantes; el escenario base presentó valores mínimos de hasta 0.969, lo que refleja una mayor demanda de potencia reactiva en nodos críticos como Ibarra 69 kV. Con HVDC, se observó una mejora en buses como El Inga 138 kV e Ibarra 69 kV, que alcanzaron hasta 0.990, gracias al control independiente de potencia activa y reactiva que permiten los convertidores VSC.

El análisis de cargabilidad mostró una redistribución significativa de los flujos de potencia. En el escenario híbrido, la carga en las líneas HVAC entre Jamondino y Pimampiro disminuyó considerablemente, pasando del 45 % en el caso base al 10.36 %. En contraste, los nuevos enlaces HVDC asumieron la mayor parte del flujo, alcanzando hasta un 96.16 % de capacidad de carga, sin superar el límite de emergencia del 125 %. Por otro lado, en el escenario exclusivamente HVDC entre Jamondino y Pimampiro, los enlaces mantuvieron una cargabilidad del 43.96 %. Esto refleja una mejor utilización de las líneas de corriente. En los transformadores, todos los equipos operaron dentro de márgenes seguros bajo los tres escenarios simulados. Los transformadores de El Inga 500/230 kV mostraron una ligera disminución en su nivel de carga, reduciéndose del 54.67 % en el escenario base a 52.93 % con la configuración híbrida, lo que indica una redistribución eficiente del flujo. El transformador más exigido fue Tulcán 138/69 kV, con un 71.89 % de cargabilidad constante, seguido por Ibarra 69/34.5 kV con 66.66 %, lo cual, si bien está dentro de los márgenes aceptables, los posiciona como elementos clave a monitorear en caso de futuras expansiones o contingencias.

En cuanto a la frecuencia, todos los escenarios mantuvieron la operación cerca del valor nominal de 60 Hz. El escenario base mostró valores ligeramente inferiores (alrededor de 59.98 Hz), mientras que HVDC e híbrido se situaron en torno a 60.00 y 60.02 Hz, respectivamente, lo que demuestra un mejor rendimiento del sistema en condiciones estacionarias. Por último, la simulación dinámica del sistema ante una perturbación, utilizando un modelo de segundo orden, mostró una respuesta rápida y bien amortiguada. La potencia transmitida en la nueva línea alcanzó un pico de 125 MW, con un tiempo de estabilización de 0.15 segundos, estabilizándose cerca de 120 MW. Esto refleja un diseño robusto y controles eficaces, asegurando la estabilidad dinámica y una rápida recuperación del sistema ante eventos transitorios.

El análisis realizado muestra que el sistema HVDC reduce las pérdidas técnicas frente al esquema HVAC tradicional, disminuyendo de 70.08 MWh a 50.64 MWh de energía por día, con un ahorro estimado de 11.547 mil dólares diarios. Sin embargo, este beneficio se ve reducido a la alta inversión inicial y los gastos operativos especializados que tiene la implementación de HVDC no resulta económicamente viable para Ecuador bajo las condiciones actuales, donde el flujo energético es principalmente importador. En cambio, sí podría representar una opción estratégica para Colombia, al fortalecer su capacidad de exportación y control sobre los flujos de energía.

## **7. RECOMENDACIONES**

Según los hallazgos logrados y el estudio comparativo de los escenarios HVAC y HVDC, se sugieren las siguientes sugerencias para mejorar el rendimiento y la fiabilidad del sistema de transmisión interconectado:

Es crucial llevar a cabo análisis regulares de armónicos y modificar la sintonización de los bancos de condensadores, garantizando que no se produzcan resonancias no deseadas. Así, se potenciará el factor de potencia y la eficacia total de la red, particularmente en esquemas de funcionamiento mixto AC/DC.

Se recomienda la implementación de sistemas UPS (Suministro de Energía Ininterrumpido) o sistemas SVC (Compensadores Síncronos Estáticos) en las subestaciones más pertinentes, con el objetivo de asegurar la continuidad del suministro frente a interrupciones, variaciones o perturbaciones, además de fortalecer la estabilidad de la tensión en situaciones de contingencia.

Para investigaciones futuras, se recomienda realizar el estudio en datos más concisos a la realidad que sean provenientes de proyectos de implementación de enlaces HVDC, con el fin de mejorar la exactitud de los resultados. En esta investigación, algunos parámetros fueron estimados para acercarnos a la realidad del comportamiento de un sistema en corriente continua, lo cual permite identificar tendencias y comportamientos generalizados, pues limita la validez absoluta de las conclusiones en un contexto operativo basado a realidad. De igual manera, es aconseja ampliar el estudio mediante el uso de herramientas avanzadas de simulación dinámica como Simulink (MathWorks), junto con plataformas confiables como DIgSILENT PowerFactory, que permiten modelar de forma más completa la conversión de estos sistemas, también se recomienda tener en cuenta los sistemas de control VSC y la

respuesta transitoria del sistema. Este tipo de integración metodológica, combinando análisis estático y dinámico, permitirá validar los resultados obtenidos.

## 8. REFERENCIAS

- [1] Mircea Eremia, Cheng-Ching Liu, and Abdel Aty Edris, “Advanced Solutions in Power Systems HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence Edited by Mircea Eremia Chen-Ching Liu Abdel-Aty Edris,” 2016.
- [2] R. Neri Vela and L. H. Porrugas Beltrán, *Líneas de transmisión*. 2012. doi: 10.25009/uv.1998.124.
- [3] M. Z. Elgeziry, M. A. Elsadd, T. A. Kawady, M. A. Izzularab, and N. I. Elkalashy, “Enhancing wind power transfer and protection of actual Egyptian 220 kV HVAC transmission system with multi-terminal VSC-HVDC system,” *Electrical Engineering*, vol. 103, no. 3, 2021, doi: 10.1007/s00202-020-01177-2.
- [4] F. J. Rodríguez Ramiro, “Comparativa convertidores HVDC-VSC,” *Grupo de Tecnología Electrónica*, 2011.
- [5] N. Flourentzou, V. G. Agelidis, and G. D. Demetriades, “VSC-based HVDC power transmission systems: An overview,” 2009. doi: 10.1109/TPEL.2008.2008441.
- [6] <https://www.celec.gob.ec/transelectric/diagrama-unifilar-del-snt/>, “Diagrama Unifilar SNT - ECUADOR,” 1.
- [7] R. Ma. Mujal Rosas, *Cálculo de líneas y redes eléctricas* Ramón M. Mujal Rosas. Edicions UPC, 2007.
- [8] G. O. Wyss, M. E. De Bortoli, and H. G. Castro, “Análisis del comportamiento estático y dinámico en Líneas de Transmisión,” *AJEA*, no. 15, 2022, doi: 10.33414/ajea.1121.2022.
- [9] M. Chethan and R. Kuppan, “A review of FACTS device implementation in power systems using optimization techniques,” 2024. doi: 10.1186/s44147-023-00312-7.
- [10] M. S. Aziz and A. G. Abdullah, “Hybrid control strategies of SVC for reactive power compensation,” *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 19, no. 2, 2020, doi: 10.11591/ijeecs.v19.i2.pp563-571.

- [11] A. C. Cárdenas López, “Sistemas de Transmision HVDC: Repotencializacion de líneas de transmisión existentes a través de su conversión a HVDC y desarrollo de grandes sistemas de transmisión HVDC,” *Экономика Региона*, vol. 10, no. 9, 2012.
- [12] N. Es-sakali, M. Cherkaoui, M. O. Mghazli, and Z. Naimi, “Review of predictive maintenance algorithms applied to HVAC systems,” *Energy Reports*, vol. 8, 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.07.130.
- [13] D. Q. R. Mckoy, R. C. Tesiero, Y. T. Acquaaah, and B. Gokaraju, “Review of HVAC Systems History and Future Applications,” 2023. doi: 10.3390/en16176109.
- [14] M. Trčka and J. L. M. Hensen, “Overview of HVAC system simulation,” 2010. doi: 10.1016/j.autcon.2009.11.019.
- [15] A. Qiu, Z. Yan, Q. Deng, J. Liu, L. Shang, and J. Wu, “Modeling of HVAC Systems for Fault Diagnosis,” *IEEE Access*, vol. 8, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3015526.
- [16] A. J. Sonawane and A. C. Umarikar, “Voltage and Reactive Power Regulation With Synchronverter-Based Control of PV-STATCOM,” *IEEE Access*, vol. 11, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3276787.
- [17] S. Hoyos, J. W. González Sanchez, H. A. Cardona Restrepo, I. A. Isaac, and G. J. López Jiménez, “Tecnología modular multilevel converter (MMC) en sistemas HVdc,” *Investigaciones Aplicadas*, ISSN-e 2011-0413, Vol. 7, No. 1, 2013.
- [18] A. Stan, S. Costinaş, and G. Ion, “Overview and Assessment of HVDC Current Applications and Future Trends,” 2022. doi: 10.3390/en15031193.
- [19] R. Ryndzionek and Ł. Sienkiewicz, “Evolution of the HVDC link connecting offshore wind farms to onshore power systems,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 8, 2020, doi: 10.3390/en13081914.
- [20] A. D.-G. P. S. and D. L. Olaoluwapo Ajala, *A Second-Order Synchronous Machine Model for Multi-swing Stability Analysis*. [IEEE], 2019.
- [21] Y. Zhang, D. Duckwitz, N. Wiese, and M. Braun, “Extended Nodal Admittance Matrix Based Stability Analysis of HVDC Connected AC Grids,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 55200–55212, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3177232.
- [22] ARCONEL, “ARCERNNR 003-23,” Apr. 2023. [Online]. Available: [www.controlrecursosyenergia.gob.ec](http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec)

[23] A. Bagheri, M. Allahbakhshi, M. M. Arefi, N. Najafi, and M. S. Javadi, "A new approach for top-oil thermal modelling of power transformers using Unscented Kalman filter considering IEEE C57.91 standard," *IET Electr Power Appl*, vol. 16, no. 5, 2022, doi: 10.1049/elp2.12174.

[24] SPEE and ARCONEL, "Análisis Y Determinación Público De Energía Eléctrica ( Spee ) Periodo : Enero – Diciembre 2024 Económica Y Tarifas Del Sector," 2024.