

Planning a HVDC South American Pacific Electric Interconnection Based on MTDC

Fredy A. Acero, Mario A. Rios, *Senior Member, IEEE*

Abstract—The continuous development of DC technology and its increasing implementation in projects, mainly in Europe, North America, and Asia, have created the need for methodologies to plan the DC interconnections between countries. However, the planning process should not be developed in a local context but rather, in the long run, thus enabling the inclusion of regional electrical systems. This paper presents two main methodologies. The first one aims to design local Multi-Terminal DC grids (MTDC) at the national level, using the graph theory. The second methodology presented is the integration of local MTDC grids that can later be extended to regional, continental, or subcontinental grids. The methodology is applied in the planning of regional electrical integration of the Pacific basin countries.

Index Terms— Centrality Index, Graph Theory, HVDC, Minimum Spanning Tree (MST), Multi-Terminal Direct Current (MTDC).

I. INTRODUCTION

El creciente desarrollo tecnológico e interés de los países por preservar el medio ambiente y aprovechar al máximo el auge de energías renovables como: parques eólicos y solares, han permitido realizar estudios que sustituyen energías fósiles y sus derivados por energías amigables con el medio ambiente.

A su vez, la integración regional entre países permite compartir en forma eficiente los recursos energéticos. Así, por ejemplo, la Unión Europea, ha fijado como objetivo para 2030 que cada país o mercado eléctrico alcance un nivel de capacidad interconectada con los mercados vecinos equivalente al 15 % de su capacidad instalada [1].

La tecnología HVDC ofrece prometedoras aplicaciones en el desarrollo de redes HVDC y/o Multi-Terminal DC (MTDC) [1]. Otros países, como China, plantean el desarrollo de redes HVDC para la integración a gran escala de energías renovables [2] e integración regional, como es el caso de Asia [3].

Para América Latina y el caribe, el Consejo Mundial de Energía (WEC, por su sigla en inglés) [4] presenta tres escenarios que incluyen el uso de energías renovables como alternativa para mitigar el efecto invernadero, realizando proyecciones al año 2060 e identificando las interconexiones de energía eléctrica existentes en la región.

Varios autores han mostrado que la utilización de redes MTDC basadas en tecnología VSC (“Voltage Source Converter”) es muy promisoría para el desarrollo de integraciones regionales e integración de energías renovables, empleando la tecnología VSC [5], [6], [7]. Las redes MTDC basadas en tecnología VSC ofrecen flexibilidad operacional, menor distorsión armónica en el sistema AC [8], mayor capacidad de transmisión en configuración bipolar y mayor confiabilidad [6].

Aunque existe mucha investigación en las aplicaciones de HVDC, incluyendo redes enmalladas; existen pocos estudios en el planeamiento de estos sistemas, tal como lo confirman los autores de [9], [10]. En [9], se propone una metodología para diseñar redes HVDC enmalladas que considera objetivos de confiabilidad de la red, minimización de la inversión y utilización de controladores de flujo de potencia. En [10], modifican una metodología de planeamiento de sistemas AC para acomodar enlaces (punto a punto) de HVDC y potencialmente redes enmalladas HVDC. Otros autores han planteado métodos de planeamiento específicos para la interconexión de parques eólicos off-shore evaluando las alternativas de mínimo costo y considerando incertidumbres [11] y otros autores plantean métodos de planeamiento de expansión híbrido HVAC/HVDC, aunque no consideran MTDC o HVDC grids [12].

Este artículo propone una metodología de planeamiento de redes MTDC basado en teoría de grafos. La metodología propuesta tiene dos etapas. La etapa I corresponde al diseño de redes MTDC locales y selecciona los principales nodos de la red AC de un país o red local como candidatos de conexión de la red MTDC, determina la ruta de conexión entre estos nodos y selecciona el nivel de tensión y características de la red.

En la etapa II se plantea una metodología de planeamiento y modelamiento de la red MTDC a nivel regional, realiza una evaluación económica de los nodos opcionales para la interconexión regional (países frontera) y selecciona el nivel de tensión de ésta. A partir de simulaciones de flujo de carga, se definen las características de las redes regionales e identifica necesidades de re-cálculo en las estaciones de conversión VSC y líneas HVDC locales.

El caso de estudio se construye con base en las recomendaciones de WEC [2] y la información pública de los diferentes países de la región andina: planes de expansión, proyecciones de la demanda, grandes fuentes de generación renovable, potenciales de exportación de cada país a los países vecinos.

F.A. Acero, is with Department of Electrical Engineering and Electronics, School of Engineering, Universidad de los Andes, Colombia (e-mail: fa.acero10@uniandes.edu.co).

M. A. Rios, is with Department of Electrical Engineering and Electronics, School of Engineering, Universidad de los Andes, Colombia (e-mail: mrios@uniandes.edu.co). Orcid number: 0000-0001-5214-8080.

La sección II explica las dos etapas en las cuales se desarrolla la metodología propuesta. La sección III presenta el caso de aplicación, una red MTDC regional para los países del pacífico de América Latina. Finalmente, la sección IV presenta las principales conclusiones.

II. METODOLOGÍA PARA LA INTEGRACIÓN REGIONAL MTDC

La integración regional de redes MTDC incluye interconexión de grandes fuentes de energías renovables; eólica y solar. Igualmente, considera la integración regional de los países involucrados.

La metodología propuesta usa conceptos de teoría de grafos como: “Minimum Spanning Tree” (MST) para establecer la ruta de interconexión entre estaciones de conversión VSC ubicadas en nodos del sistema AC seleccionados previamente a través de índices de centralidad. La metodología se presenta en la Fig. 1, y consiste de dos etapas. La primera de ellas, corresponde al desarrollo de redes MTDC bipolares locales a partir de la información oficial de cada país, su clasificación y diseño.

En la segunda etapa, se diseña la red HVDC regional, interconectando las redes MTDC local o nacionales, definiendo los nodos candidatos de interconexión en las estaciones frontera y líneas HVDC. Como criterio de decisión, se realiza el modelamiento y simulación, evaluando el costo de inversión y Costo Anual Equivalente (CAE) menor para la red.

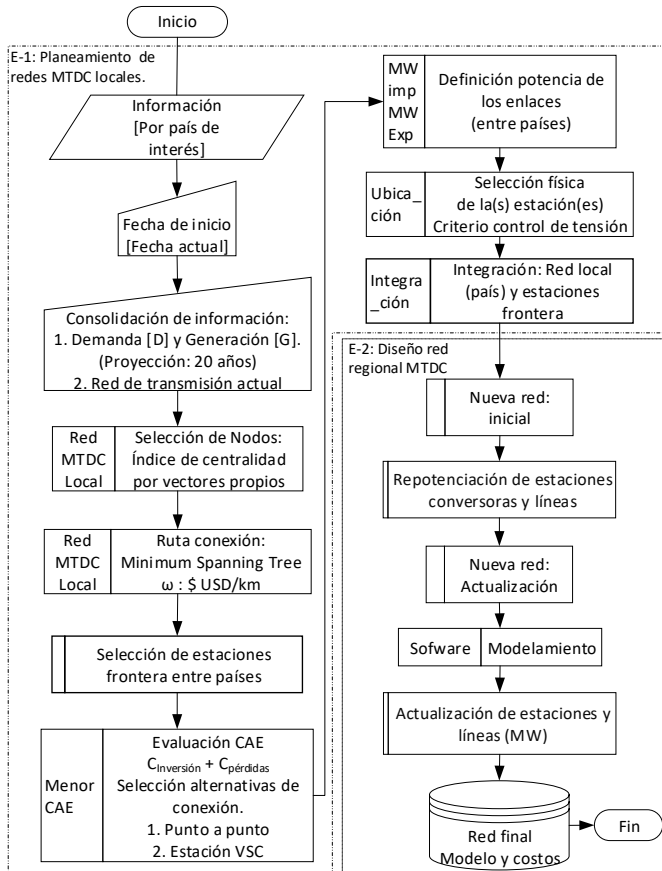


Fig. 1. Metodología planeamiento redes MTDC regionales.

A. Etapa I: Información Planes de Expansión y Diseño de Redes MTDC Locales

La etapa I realiza la selección de los principales nodos de cada país aplicando la teoría de grafos. Cada país se divide en un número de regiones operativas. Inicialmente, se calcula el índice de centralidad por vectores propios de la matriz de admitancia de la red de transmisión AC de cada región (grafo de la red eléctrica). El cálculo del índice de centralidad para el nodo v , C_{EV} [13], permite seleccionar los nodos que ofrecen la mayor robustez eléctrica en capacidad de transporte de energía y conectividad con nodos vecinos; pues este índice de centralidad mide la importancia relativa de un nodo en una red con base en su matriz de adyacencia. Partiendo del Laplaciano \mathcal{A}_Y de un sistema, se define el índice de centralidad, C_{EV} , como:

$$C_{EV} = \|x_v\| = \left\| \frac{1}{\lambda} \sum_{j=1}^n \mathcal{A}_Y(v,j) x_j \right\| \quad (1)$$

Donde, la matriz \mathcal{A}_Y (matriz de adyacencia) eléctrica es obtenida a partir de $(-Y + D(Y))$, D es la diagonal de la matriz de incidencia y Y la matriz Y_{bus} del sistema. x_j y λ corresponden al vector y valor propios de la matriz \mathcal{A} , para los j nodos que hacen parte del sistema. Cada uno de los nodos seleccionados corresponde a un nodo de interconexión entre la red AC y la red MTDC; es decir, allí se ubicará una estación de conversión VSC.

Adicionalmente, para cada país se identifican los potenciales de generación renovable (eólica y solar), y se determina la potencia requerida en el nodo y si éste se conectará a la red MTDC; ubicando allí, de requerirse, otra estación VSC.

Una vez seleccionados la ubicación de las estaciones VSC, se emplea el concepto de teoría de grafos “Minimum Spanning Tree” (MST) para determinar la ruta óptima que las conecte; en términos de la distancia entre ellas y el costo de las líneas HVDC.

El conjunto de posibles conexiones E entre cada par de nodos es definido por el peso $w(u, v)$ que los conecta (costo) como un subconjunto $T \subseteq E$ que conectará todos los vértices de $w(T)$. Así:

$$w(T) = \sum_{(u,v) \in T} w(u, v) \quad (2)$$

Conociendo la capacidad de las estaciones de conversión, la ruta óptima de conexión entre éstas y la potencia requerida por la línea HVDC, es posible determinar el costo de las líneas HVDC y estaciones VSC. El costo de la línea C es determinado [14] por:

$$C_{USD/km} = a + bV + S(cN + d) \quad (3)$$

Donde, V es el voltaje dc, en kV, S es la sección transversal del conductor en (MCM), N es el número de subconductores por polo, $a = 69950$, $b = 115.37$, $c = 1.177$ y $d = 10.25$; tal como los calculó [14].

La longitud de las líneas entre nodos (para todas las combinaciones), se calcula como la distancia a borde de camino principal y/o rutas de carreteras entre la ubicación de las estaciones; es decir, de los nodos seleccionados con (1).

El costo de las estaciones de conversión $C_{MM\epsilon}$ es calculado a partir de [15], con P como la potencia de la estación en MW:

$$C_{MM\epsilon} = 0.083P + 28 \quad (4)$$

Los costos obtenidos, son anualizados para obtener el CAE:

$$CAE = |Inversión| \frac{(1+k)^j * k}{(1+k)^j - 1} \quad (5)$$

Donde k es con el costo medio ponderado de capital (en inglés “Weighted Average Cost of Capital” WACC).

El nivel de tensión de la red local, se determina a partir de la potencia a transmitir, costo de inversión, resistencia dc de la línea, porcentaje de pérdidas y longitud de acuerdo con la metodología propuesta por CIGRE en [16] y aplicada en [17].

B. Etapa II: Diseño y Modelamiento de la Red MTDC Regional

Para los países seleccionados como parte de la red regional, se determinan los nodos adyacentes candidatos entre países de la interconexión. La selección entre nodos candidatos se realiza aplicando la definición de la ruta más corta de teoría de grafos, validando la de menor CAE.

Una vez establecidas la ubicación de las estaciones frontera, se determina la potencia a transferir entre éstas y el nivel de tensión, a partir del nivel de tensión de las estaciones VSC de frontera. De (3) y (4), se determinan los costos asociados a la interconexión.

El resultado obtenido es modelado en software para validar el flujo de carga, pérdidas y operación de los niveles de tensión de la red regional en estado estable. Para los resultados obtenidos se realizan los ajustes de la red, con base en las necesidades de cada uno de los nodos de la interconexión regional. Manteniendo los requerimientos de las conexiones Locales en términos de capacidad de generación y demanda de cada uno. Esto permite ajustar los resultados obtenidos y actualizar los costos como resultados de la metodología.

III. RED MTDC PARA EL PACÍFICO DE SURAMÉRICA

Se aplica la metodología, para los países del pacífico de Suramérica, incluyendo Panamá y Venezuela, donde se han identificado altos potenciales en energía Eólica y Solar.

De las recomendaciones de WEC en [2], realizando interpolación al año 2040 en el escenario Tango, se establece que el 19% de la demanda será abastecida por fuentes de generación renovables (Eólica y Solar). A partir de este porcentaje, se dimensiona la potencia de cada estación de conversión en proporción a la demanda que se debe atender en cada una de las regiones de los países.

A. Etapa I: Diseño de Redes MTDC Locales

Para cada país se obtiene la red MTDC, aplicado el índice de centralidad (1) y la metodología MST para la conexión de las VSC en los nodos seleccionados.

1) Colombia

La demanda regional [18], se desagrega en 6783 MW en la

región Centro Oriente, 7636 MW en la región Centro Occidente y 3112 MW en la región Sur del país para el año 2040. El potencial de energías renovables en firme de acuerdo con [18] a largo plazo, se estima en 2316 MW, de un potencial de 3274 MW de energía no convencional en la Guajira Colombiana.

La Tabla I presenta el principal nodo por región de carga obtenido aplicando (1). La generación eólica del norte del país, se conectaría en la subestación Colectora II. Así, la red MTDC conectará cuatro nodos: Colectora II, Hidrosogamoso, La Tasajera y Quimbo.

TABLA I
ÍNDICE DE CENTRALIDAD POR REGIÓN EN COLOMBIA

Región	Nodo	Índice de centralidad valores propios
Centro -Oriente	Hidrosogamoso	0,43
Centro -Occidente	La Tasajera	0,38
Sur	Quimbo	0,37

La Tabla II presenta los requerimientos de potencia de las estaciones de conversión VSC que conectarían la MTDC al sistema de transmisión nacional de Colombia.

La Tabla III muestra el resultado de los tramos seleccionados aplicando el algoritmo MST para conectar las VSC. Las distancias entre nodos (para todas las combinaciones), se calculan como las distancias a borde de camino principal y/o rutas de carreteras.

TABLA II
POTENCIA ESTACIONES DE CONVERSIÓN - COLOMBIA

Estación VSC	Potencia (MW)
Colectora II	3580
Hidrosogamoso	1461
La Tasajera	1298
Quimbo	594

El costo de inversión de las estaciones de conversión definidas en la Tabla II es de USD M\$ 1109; mientras que los costos de inversión asociados a los tramos de líneas HVDC definidas en la Tabla III, es de USD M\$ 472. El modelo de red MTDC es indicado en la Fig. 2.

TABLA III
POTENCIA Y LONGITUD PARA LÍNEAS HVDC - COLOMBIA

Tramo	Longitud (km)	Potencia (MW)	Referenc-Num. conductores
La Tasajera-Quimbo	665	739	Tern-2
Hidrosogamoso-La Tasajera	285	2354	Rail-5
Colectora II -Hidrosogamoso	689	4168	Dipper-7

Red MTDC Local: Colombia

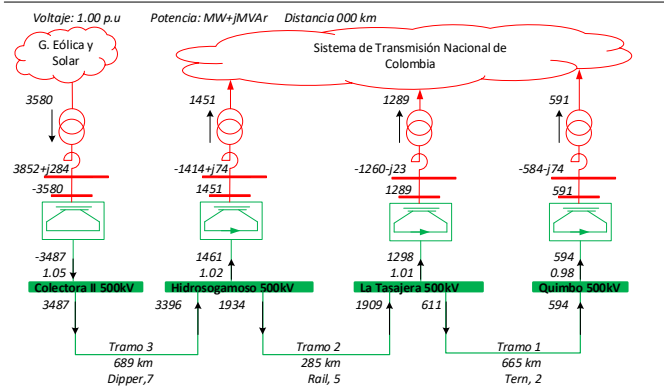


Fig. 2. Red MTDC para Colombia.

2) Venezuela

Según [19], la demanda máxima nacional en 2009 se situó en 17337 MW. Para 2030 será 17601 MW para la región oriental, 13374 MW para la región Centro-Norte y 9199 MW para la región Occidental, para un total de 40174 MW. Además, se estima un potencial de 6051 MW de energía eólica y solar correspondientes a: 2048 MW costa adentro, 3400 MW costa afuera y 603 MW de energía solar [19].

El índice de centralidad para identificar la principal subestación por cada región es mostrado en la Tabla IV. Para la región Oriental, el nodo de mayor índice de centralidad es la subestación El Indio con 0,293, presentando una diferencia de 1,9% respecto el nodo Guanta II. Sin embargo, la selección de este nodo (El Indio) aumenta la longitud total del trayecto de línea en 110 km, correspondientes al 8,2% del total de las líneas de la red MTDC.

Tabla IV: Índice de centralidad por región en Venezuela

Región	Nodo	Índice de centralidad
Oriente	Guanta II	0,28
Centro – Norte	El Tigre	0,35
Occidente	Planta Centro	0,30

Como principal punto de conexión de las fuentes de generación renovable se selecciona la subestación Cuatricentenario, donde se encuentra uno de los mayores potenciales de energía eólica en la región.

La Tabla V presenta la capacidad de las estaciones VSC y la Tabla VI las características de los tramos de línea de la MTDC. Gráficamente, la red MTDC para Venezuela corresponde con la Fig. 3. El costo de las estaciones VSC es de USD M\$1402 y los costos de las líneas HVDC es de USD M\$448.

Tabla V: Potencia Estaciones de Conversión - Venezuela

Estación VSC	Potencia (MW)
Cuatricentenario	4701
P. Centro	1109
Guanta II	1696
El Tigre	1615

RED MTDC Local: Venezuela

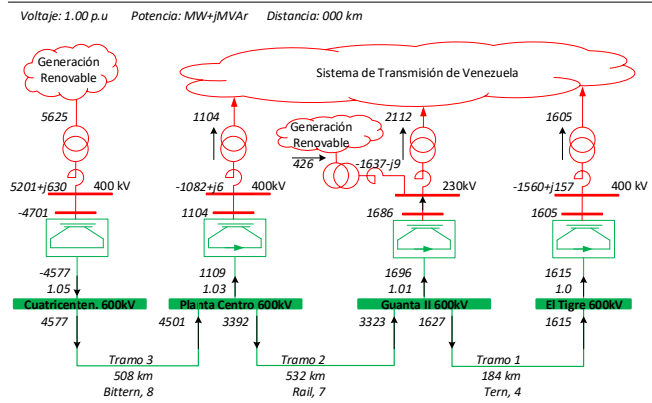


Fig. 3. Red MTDC para Venezuela.

Tabla VI: Potencia y longitud para líneas HVDC - Venezuela

Tramo	Longitud (km)	Potencia (MW)	Referencia y Num. Conductores
Guanta II -El Tigre	184	2006	Tern-4
P. Centro – Guanta II	532	4114	Rail-7
Cuatricentenario – P. Centro	508	5494	Bittern-8

3) Ecuador

La demanda anual para 2032 se estima en 9815 MW [20]. El 50,4 % en zona norte del país y 49,6 % en la zona sur. Para 2040, se espera una demanda de 6590 MW en el norte y 6491 MW en el sur del país, respectivamente. El potencial de energías renovables, según el mapa de centrales de generación eólica, biomasa, biogás y fotovoltaicas, se estima en 510 MW distribuidos a lo largo del país. La Tabla VII presenta el índice de centralidad para las regiones norte y sur del país.

El principal nodo de generación renovable, se encuentra en inmediaciones de la subestación Chorrillos, con un potencial de 350 MW localizados en el centro occidente del país. Esta capacidad puede ser distribuida por la red ac, atendiendo proporcionalmente la demanda de las regiones norte y sur.

Tabla VII: Índice de centralidad por región en Ecuador

Región	Nodo	Índice de centralidad
Norte	Santo Domingo	0,37
Sur	Machala	0,36

Las estaciones Santo Domingo y Machala corresponden a centros de consumo de energía, con requerimientos de 1252 MW y 1233 MW. Para este escenario, el requerimiento de una línea HVDC debe considerar atender la mayor capacidad de demanda requerida en el país. Las estaciones de conversión VSC, para cada nodo con las potencias y nivel de tensión, son indicados en la Tabla VIII. Para los dos nodos de carga definidos, la conexión directa entre ellos es 424 km y una capacidad de 1289 MW.

Tabla VIII: Potencia Estaciones de Conversión - Ecuador

Estación VSC	Potencia (MW)
Santo Domingo	1031
Machala	945

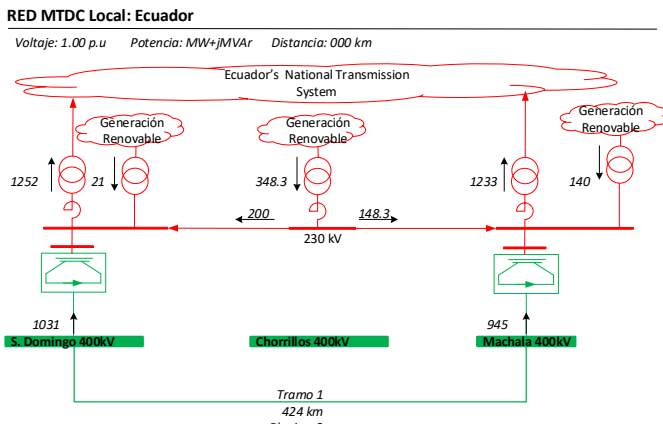


Fig. 4. Red MTDC para Ecuador.

El costo de las estaciones de conversión es de USD M\$ 346. Los costos de inversión en líneas HVDC son USD M\$ 89. El modelo de red MTDC para Ecuador es indicado en la Fig. 4.

4) Perú

Según el anexo C.1 de [21], el pronóstico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú para 2030 es 12298 MW. Con una proyección a 2040, la demanda de Perú alcanzará los 19608 MW; distribuidos así: 3294 MW en la región Norte-Oriente del país, 11269 MW en la región Centro y 5045 en la región Sur.

El mapa de generación eléctrica con recursos energéticos renovables a Julio de 2019, identifica en generación Eólica y Solar 301 MW en el Nororiente, 809 MW en el centro y 285 MW en el Sur. Finalmente, en generación eficiente a largo plazo [21] define un potencial de 1421 MW en la región de Marcona.

Para las tres regiones, las principales subestaciones con su respectivo índice de centralidad corresponden con el indicado en la Tabla IX. La Tabla X presenta las capacidades requeridas por las estaciones de conversión VSC, mientras que la Tabla XI muestra las capacidades requeridas para las líneas HVDC. Las líneas se seleccionaron aplicando el algoritmo de MST.

Tabla IX: Índice de Centralidad por Región en Perú

Región	Nodo	Índice de centralidad
Norte	Cupisnique	0,31
Centro	Fenix	0,31
Sur	Yarabamba	0,30

Tabla X: Potencia Estaciones de Conversión - Perú

Estación VSC	Potencia (MW)
Yarabamba	676
Marcona	2438
Fenix	1339
Cupisnique	326

Tabla XI: Potencia y Longitud para Líneas HVDC - Perú

Tramo	Longitud (km)	Potencia (MW)	Referencia-Num conductores
Yarabamba-Marcona	572	842	Tern-2
Marcona - Fenix	475	2072	Tern-5
Fenix-Cupisnique	724	406	Tern-1

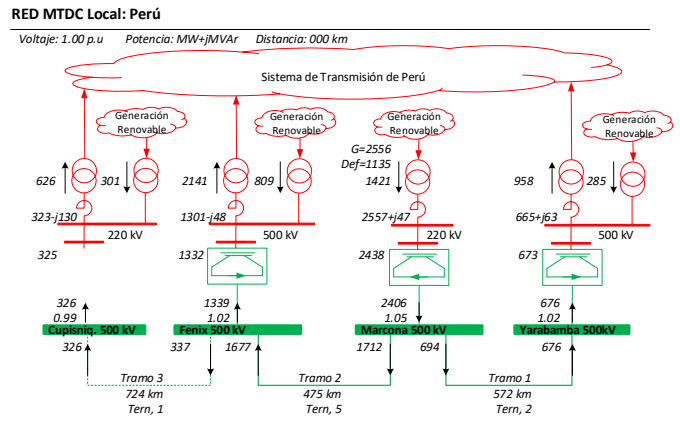


Fig. 5. Red MTDC para Perú.

El nodo Cupisnique presenta una demanda de 326 MW, los cuales se pueden direccionar por la red ac de la región. Esto, hace innecesario el tramo 3 de la red MTDC, reduciendo la red a tres estaciones de conversión VSC y dos tramos de línea HVDC entre ellas. La Fig. 5, presenta la red MTDC para Perú.

El costo de las estaciones de conversión es de USD M\$ 732 y el costo de las líneas HVDC es de USD M\$ 227.

5) Chile

Según el mapa de proyección de demanda eléctrica 2013-2038 [22], el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) pronostica una demanda de 4449MW. La estimación para el sistema nacional es la región norte de Chile es de 1258 MW, en la región centro es 8089 MW y en la región sur 3415 MW, para el año 2038.

Según información del Coordinador Eléctrico Nacional, la oferta proyectada para cada región entre 2020 a 2036, establece un potencial de 1291 MW en la región SING, 2040 MW en la región norte, 531 MW en la región Centro y 462 MW en la región Sur.

Para atender la demanda, Chile puede dividirse en las regiones norte, centro y sur. Adicionalmente, se encuentra la región SING. La cual, por las características del sistema, la mayor parte de la demanda corresponde con actividades mineras. Para estas regiones, la Tabla XII muestra el índice de centralidad en cada una.

Tabla XII: Índice de Centralidad por Región en Chile

Región	Nodo	Índice de centralidad
SING	Spence	0,24
Norte	Don Goyo	0,29
Centro	El Salto	0,31
Sur	Antuco	0,33

Chile posee gran capacidad en fuentes de energía renovable a lo largo del país, especialmente en la región del norte y SING. Luego de satisfacer la demanda se presentan excedentes de generación en 446 MW y 1750 MW, respectivamente.

Luego, se determina la potencia de las estaciones de conversión VSC y de cada tramo de línea, como se indica en las Tablas XIII y XIV. De los resultados de la Tabla XIII, el nodo Antuco presenta una demanda de 187 MW, los cuales se pueden atender por medio de la red ac de la región; haciendo innecesario el tramo 3 de la red MTDC.

TABLA XIII
POTENCIA ESTACIONES DE CONVERSIÓN - CHILE

Estación VSC	Potencia (MW)
Spence	446
Don Goyo	843
El Salto	1203
Antuco	187

Aplicando el algoritmo MST, para conectar los nodos con la mínima longitud posible se tiene el resultado de la Tabla XIV. Así, el costo de las estaciones de conversión VSC es de USD M\$469 y el de las líneas HVDC de la Tabla XIV es de USD M\$280. La Fig. 6 muestra el modelo de red MTDC para Chile.

TABLA XIV
POTENCIA Y LONGITUD PARA LÍNEAS HVDC - CHILE

Tramo	Longitud (km)	Potencia (MW)	Referencia-Num. conductores
El Salto -Antuco	557	234	Tern-1
Don Goyo – El Salto	387	1475	Rail-4
Spence – Don Goyo	1096	558	Tern-2

RED MTDC Local: Chile

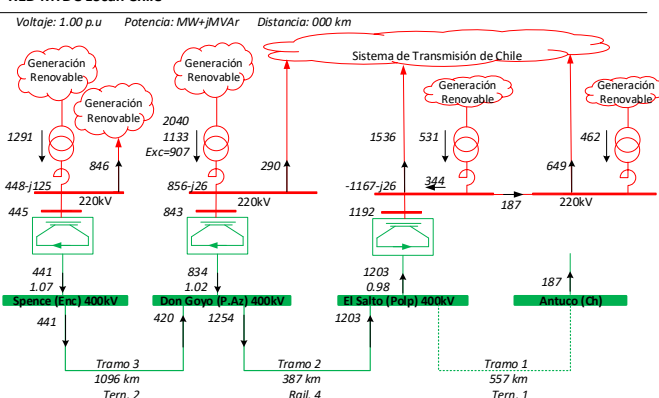


Fig. 6. Resultado red MTDC para Chile.

B. Etapa II: Planeamiento de la Red MTDC Regional

De acuerdo con información del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) [23], el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) conecta seis países en 230 kV a través de 1800 km de línea HVAC, con capacidades de intercambio de hasta 300 MW. Adicionalmente, estudios adelantados por [24], identifican la posibilidad de una interconexión entre Colombia - Panamá de 300 MW, la cual debe permitir capacidades de operación de hasta el doble [25].

Respecto el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), información en [23] especifica enlaces en HVDC con capacidades de transferencia entre Chile y Perú de hasta 1000 MW y entre Perú - Ecuador de hasta 500 MW.

Para una red MTDC que integre estos sistemas desde Venezuela a Chile, se plantea una red HVDC con enlaces de 700 MW entre Panamá y Colombia y enlaces entre los 1000 MW a 1250 MW entre los demás países.

De otra parte, para efectos de prueba de la metodología propuesta, el desarrollo de las MTDC nacionales ha supuesto que los nodos considerados son nodos con configuraciones típicas de sistemas de transmisión (interruptor y medio o doble barra) y no barras sencillas. En caso de tener nodos de sistemas de transmisión de barra sencilla, se recomienda eliminar

topológicamente el nodo a través de la reducción de Krön.

Las pruebas realizadas de la metodología utilizan las redes de transmisión planeadas y que se encontraban disponibles públicamente al momento del desarrollo de la metodología. Cambios en los planes de expansión de un sistema local (nacional) cambiarían los índices de centralidad pudiendo modificar la solución de largo plazo. Así, se requiere una visión de largo plazo para integrar el planeamiento MTDC propuesto.

1) Interconexión Colombia - Venezuela

La proximidad entre las subestaciones Colectora II, Cuatricentenario e Hidrosogamoso establece la posibilidad de realizar la conexión entre estas mediante estaciones punto a punto o dentro de la red MTDC de alguno de los países; para ello se identifican cuatro posibles conexiones. Conexión punto a punto Cuatricentenario–Hidrosogamoso o Cuatricentenario–Colectora II; Estación VSC frontera en Cuatricentenario–Hidrosogamoso o en Cuatricentenario – Colectora II.

Estableciendo como criterio el CAE, para estaciones de 1050 MW, potencia de 1213 MW en la interconexión para los dos primeros casos, y 1263 MW para los dos restantes, se obtiene que la alternativa con el menor CAE es la opción: estación VSC Cuatricentenario - Colectora II, con USD M\$ 20 anuales. Lo anterior, establece la preferencia de incluir estaciones VSC como enlaces entre los países respecto estaciones punto a punto, mejorando los costos de conexión. Adicionalmente, facilita la separación de las redes de cada país por medio de la apertura de los enlaces HVAC entre estos, para condiciones normales de operación, ante falla o mantenimiento.

2) Interconexión Colombia - Ecuador

La interconexión Colombia - Ecuador se modela a través de estaciones convertoras VSC en Quimbo y Santo Domingo. Un enlace HVDC de 850 km y una potencia de 1232 MW, como potencia requerida para satisfacer la demanda en Ecuador.

3) Interconexión Ecuador - Perú

Se incluye a Perú en el modelamiento a través de las subestaciones Machala y Fénix, un enlace HVDC de 1375 km y una potencia de 1582 MW.

4) Interconexión Perú - Chile

La interconexión de Chile en la red regional MTDC a través de Perú, se realiza conectando las estaciones Yarabamba y Spence, las características de la interconexión son un enlace HVDC de 1582 MW con una longitud de 1046 km. Se recomienda una revisión con la red completa de Perú siguiendo la metodología propuesta para evaluar puntos como Montalvo que tienen futuras interconexiones futuras AC que pueden modificar su índice de centralidad.

5) Interconexión Colombia – Panamá

En Panamá, a partir de pronósticos realizados en 2016, en 2030 se espera una demanda de 3776 MW. Conservando el índice de crecimiento, a 2040 la demanda nacional será 6510 MW. De estos, el 70% se concentra en el área metropolitana de ciudad de Panamá [26].

El potencial eólico de Panamá se ha estimado en 7180 MW. De las licencias eólicas solicitadas, se tiene un potencial de 5535 MW, actualmente aprobados 3294 MW.

El criterio de selección de las principales subestaciones se basa en el grado de un vértice de teoría de grafos. Por definición, este corresponde con el número de arcos que inciden en el vértice; es decir, el número de líneas HVAC que conectan una subestación, definen el grado de importancia de ésta.

A partir de la información en [26] el sistema de alta tensión de Panamá está compuesto por 28 subestaciones en 230kV. El grado de las principales subestaciones corresponde con 12 en Llano Sánchez y Veladero con 11.

La distribución de la demanda se divide en dos regiones, Centro- Occidente y Oriente, la demanda a satisfacer en cada una de ellas es 376 MW y 866 MW, respectivamente. Luego de satisfacer la demanda, se presentan excedentes en 2275 MW. Los cuales pueden ser aportados al proyecto SINEA y SIEPAC.

Para la interconexión Colombia - Panamá con 702 MW de capacidad, como resultado de las simulaciones. El principal nodo de Panamá (Llano Sánchez), se conecta con el occidente de Colombia por medio de una línea HVDC mixta (aérea y marítima) de 995 km con la estación VSC La Tasajera.

El costo del tramo marítimo es calculado para 130 km siguiendo los resultados de [27] y [28].

C. Etapa 3: Modelamiento y Resultados.

Actualizando los modelos de las redes MTDC locales, en una red HVDC regional, se identifica la necesidad de aumentar la capacidad de algunas estaciones de conversión VSC y de líneas HVDC, correspondientes a las interconexiones entre países.

1) Estaciones de Conversión

La capacidad de las estaciones de conversión para la red local es ajustada para cumplir con las necesidades de la red regional, obteniéndose los resultados indicados en la Tabla XV.

TABLA XV
CAE Y POTENCIA ESTACIONES VSC – AGREGADO REGIONAL (EN USD M\$)

Estación VSC	Red local		Red regional	
	(MW)	CAE	(MW)	CAE
Colectora II	3580	46,70	2564	34,65
Hidrosogamoso	1461	21,37	1463	21,39
La Tasajera	1289	19,42	1299	19,45
Quimbo	594	11,01	1495	21,26
Santo Domingo	1031	16,23	1038	16,31
Machala	945	15,20	950	15,26
Cuatricentenario	4701	60,10	4712	60,23
Planta Centro	1109	17,16	1111	17,19
Guanta II	1696	24,18	1702	24,25
El Tigre	1615	23,21	1619	23,26
Yarabamba	676	11,99	679	12,02
Marcona	2438	33,05	2198	30,18
Fenix	1339	19,91	2614	35,18
Cupisnique	326	7,80	N.A	N.A
Spence	446	9,24	811	16,60
Don Goyo	843	13,98	2100	29,01
El Saldo	1203	18,29	1199	18,24
Antuco	187	6,14	N.A	N.A

2) Modificación de líneas HVDC de las redes MTDC Locales

Realizado el modelamiento y calculado los costos y capacidades de la red HVDC, se evidencia la necesidad de actualizar la capacidad de algunos circuitos respecto el diseño

inicial de la red MTDC local, tal como se muestra en la Tabla XVI.

Los principales resultados de la Tabla XVI son: en Colombia, los efectos de la integración regional son de mayor impacto, la capacidad de potencia para los tres tramos se debe incrementar hasta en 11,44 % para el tramo Colectora II – Hidrosogamoso, 14,59% en el tramo Hidrosogamoso – La Tasajera y 61,46% La tasajera – Quimbo.

Para Ecuador, se identifica que las dos estaciones de carga son atendidas por la generación de Venezuela y Panamá, en el caso del nodo Santo Domingo. Para Machala, la carga es atendida desde el sur; por consiguiente, la línea HVDC en la interconexión local presenta poca cargabilidad. Manteniendo el dimensionamiento de la red MTDC Local.

TABLA XVI
CAE INVERSIÓN LÍNEAS HVDC – AGREGADO REGIONAL (EN USD M\$)

Tramo de línea HVDC	Red local		Red regional	
	Inversión	CAE	Inversión	CAE
La Tasajera-Quimbo	127,00	9,99	158,86	13,03
Hidrosogamoso-La Tasajera	74,41	6,24	87,53	6,93
Colectora II-Hidrosogamoso	269,53	22,41	294,49	25,00
Guanta II-El Tigre	44,44	3,69	44,44	3,62
P. Centro-Guanta II	180,70	15,20	192,30	15,69
Cuatricentenario-P. Centro	222,91	18,53	224,71	19,00
Santo Domingo-Machala	88,89	7,23	68,64	5,23
Yarabamba-Marcona	109,24	8,70	106,51	8,30
Marcona-Fenix	117,81	9,74	154,25	12,95
Don Goyo-El Salto	86,67	7,13	86,67	7,13
Spence-Don Goyo	191,97	15,04	220,46	17,69

Las líneas HVDC de Venezuela, sufren la menor variación respecto el diseño Local propuesto, La máxima variación es 3,61% para la línea HVDC Cuatricentenario – Planta centro.

En Perú, se presenta un incremento en el tramo de línea Marcona – Fénix de 1252 MW. Sin embargo, el tramo de línea Yarabamba – Marcona, presenta un sobredimensionamiento en 214 MW equivalente a 34% de capacidad respecto el diseño de la red MTDC Local.

Finalmente, Chile requiere aumentar la capacidad de las líneas HVDC, ya que parte de la generación de este se transfiere a Perú y Ecuador, En el caso del tramo Spence – Don Goyo en 513 MW, equivalentes al 48% de la capacidad inicial y para el enlace Don Goyo – El Salto en 50 MW (3.28%).

3) Estaciones de Conversión de las interconexiones

La potencia en las estaciones frontera entre países, su CAE e inversión es indicado en la Tabla XVII. El costo de inversión para las estaciones VSC frontera es USD M\$ 952 con un CAE de USD M\$ 84.

TABLA XVII
CAE E INVERSIÓN EN ESTACIONES VSC – INTERCONEXIONES (EN USD M\$)

Estación VSC	(MW)	Red regional	
		Inversión	CAE
Colombia-Venezuela	1240	211,16	18,73
Colombia-Ecuador	995	178,36	15,80
Ecuador-Perú	1240	211,16	18,73
Perú-Chile	1240	211,16	18,73
Panamá-Colombia	706	139,67	12,35

4) Líneas HVDC de la red MTDC regional

El costo de líneas HVDC de interconexión en términos de inversión y CAE es USD M\$ 1081,07 y USD M86,61 respectivamente, como muestra en la Tabla XVIII. El modelo de red MTDC Regional para los países del Pacífico de América Latina se muestra en la Fig. 7.

TABLA XVIII
CAE E INVERSIÓN LÍNEAS HVDC - INTERCONEXIONES (EN USD M\$)

Tramo de línea HVDC	Red regional		
	Inversión	CAE	L (km)
Colombia-Venezuela	51,20	4,13	228
Colombia-Ecuador	163,75	13,34	1233
Ecuador-Perú	307,95	25,39	1375
Perú-Chile	234,91	18,94	1046
Panamá-Colombia (Aéreo)	157,56	12,42	825
Panamá-Colombia (Mar)	165,70	12,39	130

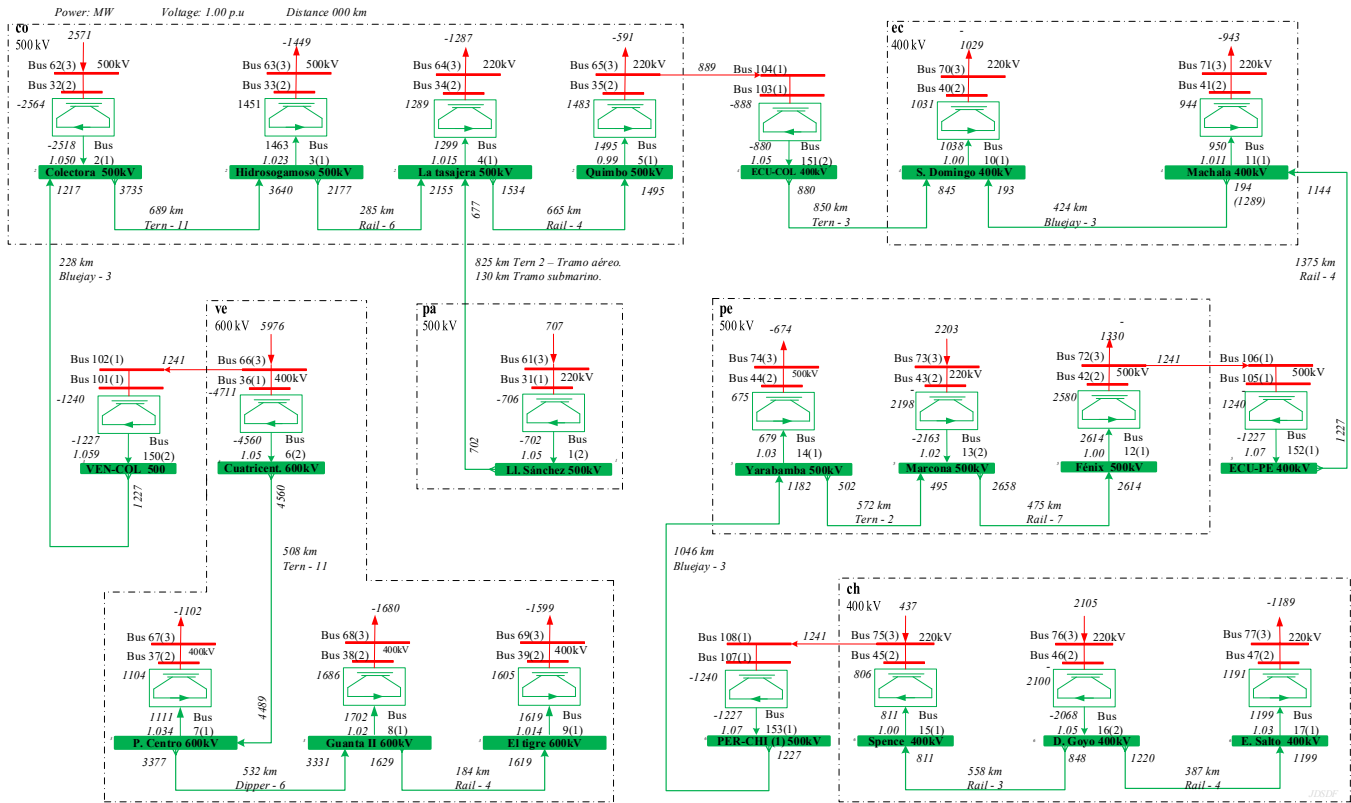


Fig. 7. Red MTDC regional para el pacífico de América latina Venezuela y Panamá.

IV. CONCLUSIONES

Este artículo formula una metodología de dos etapas para el planeamiento de redes MTDC regionales. La primera de ellas, consiste en la selección de los principales nodos de las estaciones de conversión VSC y en la selección de la ruta de las líneas HVDC. Aplicando conceptos de teoría de grafos como índices de centralidad y MST. La segunda, presenta las opciones de conexión de las redes locales en redes regionales. Evaluando las alternativas de conexión entre estaciones de conversión VSC frontera de países adyacentes, usando como criterio de decisión el CAE de cada alternativa.

De otra parte, la metodología desarrollada permite integrar el planeamiento de redes MTDC locales junto con el planeamiento de redes MTDC regionales, evidenciando la necesidad de considerar un planeamiento conjunto. Así, este artículo plantea a los entes de planeación considerar en su planeamiento de largo plazo alternativas de desarrollo en HVDC e integración regional usando MTDCs.

Como trabajo futuro, se recomienda realizar el análisis de desempeño bajo contingencias de la MTDC y operación degradada de la red DC. Así mismo, los sistemas a diseñar deberían poseer las posibilidades de expansión futura para

integración con otros países como Brasil, Argentina.

REFERENCIAS

- [1] A. Allassi, S. Bañales, O. Ellabban, G. Adam, C. MacIver, "HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 530-554, 2019.
- [2] J. Sun, "Renewable Energy Transmission by HVDC Across the Continent: System Challenges and Opportunities," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3 no. 4, pp. 353-364, Dec. 2017.
- [3] T. Ahmed, "ASEAN power grid: A secure transmission infrastructure for clean and sustainable energy for South-East Asia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 1420-1435, 2017.
- [4] World Energy Council "World Energy Scenarios 2017, Latin America & The Caribbean Energy Scenarios," WEC, London, UK, 2017.
- [5] G. Li, C. Li, and D. Van Hertem, "HVDC Technology overview," in *HVDC Grids For Offshore and Supergrid of the Future*, 1st ed., Hoboken, NJ, USA, Wiley-IEEE Press, 2016, pp. 45-72.
- [6] G. Li, H. Ye, S. Gao, Y. Liu, L. Gao, "Modeling and simulation of large power system with inclusion of bipolar MTDC grid," *Int. Journal of Electric Power and Energy Systems (IJPES)*, vol. 116, 2020.
- [7] S. Peng, "Probabilistic Power Flow for Hybrid AC/DC Grids with Ninth-Order Polynomial Normal Transformation and Inherited Latin Hypercube Sampling," *Energies*, vol. 12, no. 3088, 2019.

- [8] G. Arcia-Gaibaldi, P. Cruz-Romero, A. Gómez-Expósito, "Future power transmission: Visions, technologies and challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 285-301, 2018.
- [9] H. Xie, Z. Bie, G. Li, "Reliability-Oriented Networking Planning for Meshed VSC-HVDC Grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 2, pp. 1342-1351, marzo 2019.
- [10] J. Dave, H. Ergun, T. An, J. Lu, D. van Hertem, "TNEP of meshed HVDC grids: 'AC', 'DC' and convex formulations," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 13, no. 24, pp. 5523-5532, 2019.
- [11] K. Meng, W. Zhang, J. Qiu, Y. Zheng, Z.Y. Dong, "Offshore Transmission Network Planning for Wind Integration Considering AC and DC Transmission Options," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 4258-4268, Nov. 2019.
- [12] A.H. Dominguez, L.H. MAcado, A.H. Escobar, R. Romero, "Multistage Security-Constrained HVAC/HVDC Transmission Expansion Planning with a Reduced Search Space," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4805-4817, Nov. 2017.
- [13] W. Zhifang, A. Scaglione, and R. J. Thomas, "Electrical Centrality Measures for Electric Power Grid Vulnerability," in *Proc. 49th IEEE Conference on Decision and Control*, Atlanta, GA, USA, 2010.
- [14] Join Working Group B2/B4/C1.17 "Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects," CIGRE, Paris, France, 2009.
- [15] A. L'Abbate "Review of cost of transmission of infrastructures, including crossborder connections," In *Realise Grid*, Paris, France, 2011.
- [16] Join Working Group B2/B4/C1.17 "Recommended Voltages for HVDC Grids," CIGRE, Paris, France, 2014.
- [17] M.A. Rios, and F.A. Acero, "Planning MTDC Grids based Graph Theory," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 11, no. 1, pp. 37-46, Feb. 2021.
- [18] UPME, "Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2017 - 2031," UPME, Bogotá, Colombia, 2018.
- [19] CORPOELEC, "Documento Base Plan Maestro Socialista Para el Rescate y Desarrollo del Sistema Eléctrico 2010-2030," CORPOELEC, Caracas, Venezuela, 2010.
- [20] CONELEC, "Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica," CONELEC, Quito, Ecuador, 2013.
- [21] COES Dirección de Planificación de la Demanda, "Proyección De la Demanda del SEIN y Futuros Extremos," COES, Lima, Perú, 2019.
- [22] Gerencia de Planificación de la Demanda CEN, "Proyección de Demanda Eléctrica 2018-2038," Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, 2019.
- [23] BID, "Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que Enfrentan los Países de América Latina," BID, Washington, USA, 2019.
- [24] ECA, "The Potential of Regional Power Sector Integration", Economic Consulting Associates, London, UK, 2010.
- [25] ISA-ETESA, "Interconexión Eléctrica Colombia Panamá", ISA-Interconexión Eléctrica Colombia Panamá S.A -ICP-, 2012.
- [26] ETESA, "Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018-2032," ETESA, Panamá, ETE-DTR-GPL-150-2019 2019
- [27] T. K. Vrana, and P. Härtel, "Estimation of investment model cost parameters for VSC HVDC transmission infrastructure," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 160, pp. 99-108, July 2018.
- [28] D. Paez, and M.A. Rios "Cost Analysis of an MTDC for interconnection Guajira-Cerromatoso-Panamá," in *Proc. 2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference (FISE/CIGRE)*, Medellín, Colombia, 2019.



Mario A. Ríos (M'89–SM'19) received a degree in electrical engineering in 1991 and a M.Sc. Degree in electrical engineering in 1992, both from Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia. He received a Ph.D. degree in electrical engineering from INPG-LEG, Grenoble, France, in 1999, and a Doctoral degree in engineering from Universidad de los Andes, in 1998. Currently, he is Full Professor at the Department of Electrical Engineering, School of Engineering, Universidad de los Andes, Bogotá.



Fredy A. Acero Electrical engineer from Universidad Nacional de Colombia 2004, Master of Science in Electrical Engineering from Universidad de los Andes 2020 at Bogotá, Colombia. Currently, he works at Grupo Energía de Bogotá.