

FACTORES ESENCIALES PARA LA VIABILIDAD DE LA INTEGRACIÓN
ELÉCTRICA REGIONAL. CASO DE ESTUDIO: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ

JOSE MAURICIO RESTREPO SANCHEZ
SEBASTIAN GONZALEZ DIEZ

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA
MEDELLÍN
2017

FACTORES ESENCIALES PARA LA VIABILIDAD DE LA INTEGRACIÓN
ELÉCTRICA REGIONAL. CASO DE ESTUDIO: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ

JOSE MAURICIO RESTREPO SANCHEZ
SEBASTIAN GONZALEZ DIEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Magister en Economía
Aplicada

Asesor: John García, PhD.
Coasesor: Andrés Villegas, MSc.

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA
MEDELLÍN
2017

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	6
I. PAPEL DE LAS INSTITUCIONES Y EL IMPACTO DE LA VOLUNTAD POLÍTICA EN LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS REGIONALES	7
1.1. Caso Europeo	7
1.1.1. Nord Pool	8
1.1.2. Europa sin Nord Pool	8
1.2. Caso Latinoamericano	10
1.2.1. SIEPAC - Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central 11	
1.2.2. SINEA - Sistema de Interconexión Eléctrica Andina	11
1.2.3. MERCOSUR – Mercado Común del Sur	12
1.3. Caso Africano	12
1.3.1. Central Africa Power Pool (CAPP)	13
1.3.2. Comité Maghrébin de l’Electricité (COMELEC)	13
1.3.3. Eastern Africa Power Pool (EAPP)	13
1.3.4. Southern Africa Power Pool (SAPP)	13
1.3.5. West Africa Power Pool (WAPP)	14
II. MARCO REGULATORIO PARA LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA	16
2.1. Aspectos relevantes del marco regulatorio y del mercado de las interconexiones eléctricas internacionales	16
2.1.1. Niveles de Integración Eléctrica	17
2.1.2. Beneficios de la integración eléctrica	17
2.2. Región europea	18
2.2.1. Nord Pool (región europea con nivel de integración alto)	18
2.2.2. Europa sin Nord Pool	20
2.3. Región latinoamericana	23
2.3.1. Centroamérica	24
2.3.2. Países de la Comunidad Andina - CAN	26
2.4. Región africana	29
III. IMPACTO DE LA INSERCIÓN DE NUEVAS FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN LOS ANÁLISIS ECONÓMICOS DE LOS PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	32
IV. CASO DE ESTUDIO: PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ	33
4.1. Alcance de la interconexión eléctrica Colombia-Panamá	33
4.2. Papel de las instituciones gubernamentales y los organismos regional	34
4.3. Marco regulatorio aplicado para la interconexión Colombia Panamá	34

4.3.1. Armonización Regulatoria.....	35
4.3.2. Modelo de Negocio.....	38
4.3.3. Tratamiento Económico.....	39
4.4. Impacto de la inserción de nuevas fuentes de energías renovables no convencionales en el análisis económico del proyecto.....	39
CONCLUSIONES	42
BIBLIOGRAFIA.....	44

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Posible trazado de línea de transmisión entre Colombia y Panamá	34
---	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Figura vinculante entre países interconectados.....	15
Tabla 2. Principales mercados eléctricos regionales en Europa (excluyendo Nord Pool)..	22

FACTORES ESENCIALES PARA LA VIABILIDAD DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL. CASO DE ESTUDIO: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ

José Mauricio Restrepo Sánchez¹
Sebastián González Díez²

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es identificar y analizar los factores esenciales para la viabilidad de la integración eléctrica regional, tomando como caso de estudio el proyecto de Interconexión entre Colombia-Panamá. El trabajo consta de cuatro partes; primero se analiza el papel que desempeñan las instituciones gubernamentales y los organismos regionales en la viabilidad de los proyectos de interconexión eléctrica entre países. Luego, en la segunda parte se revisa la normatividad aplicada en casos de éxito de interconexiones existentes y se compara con la regulación actual de la región. Posteriormente, en el tercer capítulo se identifican algunas variables derivadas de la inserción de nuevas fuentes de Energía Renovable No Convencional que deben tenerse en cuenta para los análisis económicos de los proyectos de interconexión eléctrica. Finalmente, en el cuarto capítulo se aplican los resultados del análisis en la situación actual del proyecto de interconexión eléctrica Colombia-Panamá, de donde se concluye que para viabilizar este proyecto debería ajustarse el modelo de negocio concebido a la fecha, formalizando la voluntad política de ambos países bajo el marco jurídico de un tratado supranacional y complementando las evaluaciones económicas del proyecto con algunos beneficios que aún no están siendo considerados, tales como el impacto de evitar pérdidas económicas por energía no suministrada, el impacto de disminuir la afectación sobre el medio ambiente o el impacto de los ingresos adicionales que podrían llegar a obtenerse con la inserción de nuevas fuentes de Energía Renovable No Convencional en los dos países. La consideración de estos beneficios y el resultado de una evaluación económica positiva para los países y la región serían el soporte para la definición de los acuerdos supranacionales y el compromiso de los países con la solución propuesta.

Palabras claves: Interconexión Eléctrica Regional; Voluntad Política; Armonización Regulatoria; Modelo de inversión; Remuneración; Regulación Eléctrica; Energías Renovables No Convencionales

Clasificación JEL: E22, E23, E60, F15, F21

¹ Ingeniero Electricista, Especialista en Mantenimiento Industrial, Candidato a Magister en Economía Aplicada, Director de Ingeniería Corporativa. Email: jmrestre@eafit.edu.co

² Ingeniero Mecánico, Especialista en Ingeniería Financiera, Candidato a Magister en Economía Aplicada, Ingeniero de Proyectos PMO. Email: sgonza60@eafit.edu.co

INTRODUCCIÓN

A diferencia de países desarrollados como los que abundan en Europa, en Latinoamérica existe una falencia de sistemas eléctricos interconectados entre países, lo cual no ha permitido, en cierta medida, su desarrollo económico. La integración energética entre economías (países) se traduce en beneficios, como la seguridad en el abastecimiento de energía y la complementariedad de recursos naturales para la generación de energía eléctrica limpia, eficiente y asequible para todos los consumidores finales.

En la Unión Europea (UE), todos los países cuentan con al menos una interconexión eléctrica con alguno de sus vecinos, pero adicional a esto, conscientes de los beneficios derivados de la integración energética, la UE se ha trazado como meta para el año 2030, que los 28 Estados cuenten con interconexiones que les permitan transportar a sus países vecinos, al menos el 15% de su capacidad instalada. Adicionalmente, en Europa se ha identificado que para poder combinar el objetivo de tener un suministro de energía seguro, eficiente y asequible para todos, con el objetivo de tener una menor afectación en el cambio climático, se requiere un cambio en el diseño del mercado de energía. En función de lo anterior, para los diferentes agentes de los mercados de energía europeos es claro que debe trabajarse a favor de un mayor nivel de cooperación entre los operadores de los sistemas eléctricos de Europa, así como en la viabilidad de un mayor nivel de interconexión eléctrica internacional, de manera que pueda tenerse un mayor nivel de seguridad y eficiencia en la operación del sistema a partir de la toma de decisiones con una visión regional y no solo nacional (European Commission, 2015)

En el caso específico de Latinoamérica, de acuerdo con el proyecto CIER 15 - Estudio de Transacciones de Energía entre las Regiones Andina, América Central y Cono Sur (CIER, 2010), el beneficio operativo total que se tendría si se desarrollaran todos los proyectos de integración eléctrica en la región latinoamericana, excederían los US\$1.5 mil millones al año, y se lograría una reducción anual de 5.73 millones de toneladas de emisiones de CO₂. Sin embargo, en la mayoría de los casos citados, las iniciativas de interconexión eléctrica internacional no están siendo lideradas por los gobiernos, sino por inversionistas privados, cuyos análisis financieros para viabilizar este tipo de proyectos no llegan a tasas de retorno interesantes, ya que a diferencia de los gobiernos, los privados no pueden considerar dentro de sus casos de negocio los beneficios económicos o los beneficios para la sociedad, lo cual termina por comprometer la viabilidad de los proyectos de interconexión.

De acuerdo a lo planteado hasta ahora, se establece que el impacto de la inviabilidad de los proyectos de integración eléctrica regional es la pérdida de una serie de factores positivos, tales como la complementariedad hidroeléctrica entre países con diferentes cuencas hidrográficas, disminución de los riesgos hidrológicos, complementariedad entre los diversos recursos disponibles, aprovechamiento de las diferencias entre las curvas de demanda de cada país, aprovechamiento de la complementariedad estacional y disminución de la huella de carbono. Adicionalmente, en consideración a las diferencias de las cuencas hidrográficas entre países vecinos, así como los diferentes momentos en los cuales cada país cuenta con recursos no almacenables, como lo son el viento o la energía solar, la posibilidad de tener sistemas eléctricos interconectados entre países, permite abastecer la demanda de energía eléctrica, con la generación de energía más eficiente que se tenga en la región interconectada, independiente de que se encuentre o no en su propio país (Vergara et al., 2010).

Lo anterior resume los beneficios de la integración eléctrica regional, los cuales han sido una palanca para el desarrollo económico sostenible de regiones como la europea. Desafortunadamente, hasta la fecha estos beneficios no han sido materializados de manera efectiva en el caso de Latinoamérica debido a la falta de interconexiones eléctricas entre los países de la región (CEPAL, 2013).

En línea con los factores positivos descritos para los intercambios internacionales de energía eléctrica, se esperaría entonces que un estudio de viabilidad económica y financiera de un proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia-Panamá concluyera con un contundente balance positivo. Sin embargo, a la fecha ese balance positivo no ha podido estimarse para que el proyecto sea viable, de manera que esta investigación pretende encontrar aquellos factores esenciales en la viabilidad de proyectos de integración eléctrica que pudieran no estar totalmente abordados en la interconexión Colombia Panamá, para lo cual se analizará el papel que desempeñan las instituciones gubernamentales y los organismos regionales en la viabilidad de este tipo de proyectos, se comparará la normatividad aplicada en casos de éxito con la regulación existente en la región y se identificará si existen variables derivadas de la inserción de nuevas fuentes de energías renovables no convencionales que deban ser tenidas en cuenta para los análisis económicos de los proyectos de interconexión eléctrica.

I. PAPEL DE LAS INSTITUCIONES Y EL IMPACTO DE LA VOLUNTAD POLÍTICA EN LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS REGIONALES

Partiendo de la condición esencial que todo proceso de integración nace con una manifestación real de voluntad entre las partes, el cual solo será sostenible en el tiempo si se evidencia una repartición justa de los beneficios, el papel de la política entra a cobrar relevancia, siendo esta la base no solo de las integraciones energéticas, sino también de los lazos sólidos y duraderos que pueden verse en la experiencia de países con largos periodos de relaciones internacionales exitosas, tal como lo plantea Rozas (2006), quien es citado por CEPAL en su informe de Integración eléctrica en América Latina (CEPAL, 2013). Es por esto que la voluntad, la cual es definida por la Real Academia Española como la “Intención, ánimo o resolución de hacer algo”, es el principal concepto en el desarrollo de cualquier acuerdo entre dos partes para llevar a feliz término un propósito. En este capítulo se expone entonces la importancia de la voluntad política y en algunos casos también la privada, dentro de los casos exitosos de interconexiones regionales (Europa, Latinoamérica y África), y como a su vez, la falta de la mencionada voluntad, ha sido el mayor bloqueo en los proyectos que aún no se encuentran materializados.

1.1. Caso Europeo

En la comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo en relación al Diseño del Nuevo Mercado de Energía en Europa, se define que el tener un mayor nivel de interconexión eléctrica en la región es vital para la seguridad del suministro de energía, para una mayor competitividad en los mercados internos y por ende unos mejores precios, así como para dar las señales adecuadas de inversión en el sistema eléctrico acordes con políticas de cambio climático y con una estrategia de generación de energía más limpia. Es por esto que en el caso de Europa, para evitar los obstáculos encontrados en el pasado para la viabilidad de las interconexiones eléctricas internacionales, ha sido necesario formalizar la voluntad política y revisar el marco regulatorio existente en cuanto a las tarifas, rentas de congestión y remuneración de los

transmisores, de tal manera que las interconexiones logren ser viables (European Commission, 2015).

Como se profundizará en el capítulo siguiente, Europa cuenta con un alto grado de interconexión en comparación con otros continentes, lo cual ha sido posible, en buena medida gracias a la gestión de la Comisión Europea, quien se ha fijado el objetivo de la libre competencia en este sector, así como aumentar el nivel de interconexión entre países de su continente. El bloque con mayor desarrollo en su interconexión es el *Nord Pool*, seguido por el Centro y Oeste de Europa por medio de la Unión para la Coordinación de Trasmisión de Electricidad – UCTE (por sus siglas en inglés *The Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*), y finalmente en menor grado de maduración, el Suroeste Europeo.

1.1.1. Nord Pool

La integración conocida como *Nord Pool*, se inició mediante un acuerdo pactado en 1993, apoyado en el acta de energía de 1990, que desregularizaba los mercados energéticos de los países participantes (Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca), quienes hoy representan un ejemplo de integración energética con altos beneficios en la comunidad europea. En el periodo anterior a la celebración del acuerdo, los mercados de energía que conforman esta alianza eran manejados por monopolios locales y regionales de carácter público, en donde las inversiones en infraestructura dependían de las decisiones del gobierno en turno y las empresas estaban integradas verticalmente en su totalidad (generación, transmisión, distribución y comercialización).

El proceso de integración comenzó a principios de la década de 1990 gracias a la desagregación del sector en Noruega, país que liberó la generación y el suministro bajo un esquema de competencia. Se buscaba entonces dinamizar el mercado, más no privatizarlo totalmente. En 1996, siguiendo el modelo de apertura y competencia de Noruega, Suecia toma la decisión de reorganizarse, integrarse eléctricamente a Noruega y formar la primera alianza *Nord Pool* para la venta spot de energía, aunque cabe aclarar que solo hasta 1999 los precios de la alianza fueron totalmente liberados del control estatal en ambos países. Finlandia al tener un sistema con infraestructura más moderna que la alianza noruega-sueca, empezó a competir por precios, pero decidió en 1998 unirse a ellos y formar un grupo más fuerte. Posteriormente, Dinamarca fue el último país en entrar a la integración, y lo hizo en 1999 en sus dos divisiones, la oeste conectada con Noruega, Suecia y el sistema alemán, y la división Este conectada a Suecia y Alemania. Es importante destacar que la complementariedad de recursos en el acuerdo es muy importante y es lo que define en parte el éxito del mismo (Palacios y García, 2006).

1.1.2. Europa sin Nord Pool

Además del *Nord Pool*, Europa sigue siendo un continente altamente conectado que ha entendido la importancia de dichas interconexiones eléctricas como soporte para el desarrollo, sobre todo en países periféricos como España o Portugal, para los que este tipo de infraestructuras se convierten en pieza clave para el desarrollo de un sistema eléctrico adecuado que cubra sus necesidades de suministro, en términos de cantidad y calidad, presentes y futuras. A su vez, se impulsa la competencia, permitiendo disminuir precios de transacción, debido a la diferencia en la composición de la generación y las curvas de demanda de los países miembros, propendiendo en el largo plazo por integrar el conjunto de los mercados existentes en la actualidad en Europa en un solo mercado (Mercado Interno de Electricidad MIE).

La voluntad política europea para promover la integración regional puede ser entendida en su generalidad a partir del Tratado de la UE y la Carta de Derechos Fundamentales de la EU, los cuales abogan por mantener un proceso de integración emprendido con la constitución de

las comunidades europeas y soportado por la Carta Social Europea firmada en Turín el 18 de octubre de 1961 y la Carta Comunitaria de los Derechos Sociales Fundamentales de los Trabajadores, de 1989. En el artículo 194, del Tratado de Funcionamiento, se enmarcan los objetivos definidos en temas energéticos, resaltando como último pero no menos importante: fomentar la interconexión de las redes energéticas.

Buscando cumplir estos objetivos como bloque se define el Tratado sobre la Carta de Energía (TCE), el cual representa la base para la creación de una comunidad energética entre las regiones del mundo que estaban separadas por la cortina de hierro, en donde se establecieron condiciones para inversión y comercio en el sector energético. Su objetivo principal es establecer y mejorar el marco jurídico para la cooperación en los asuntos energéticos fijados por la Carta Europea de la Energía.

El Tratado está fundamentado en los objetivos consignados en la declaración política de la Carta Europea de la Energía, firmada en La Haya en 1991, cuya propuesta fue realizada por el entonces Primer Ministro holandés Ruud Lubbers. El tratado se concretó después de tres años de negociaciones en Lisboa, en diciembre de 1994, agrupando 49 estados en donde se incluyen todos los países de la Antigua Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas (U.R.S.S.), los países de la Europa Central y del Este, Japón, Australia, y las Comunidades Europeas con todos sus Estados miembros.

Como características principales del TCE, se pueden destacar:

- Es el primer acuerdo vinculante de protección multilateral de la inversión.
- Es el primer acuerdo multilateral que abarca tanto la protección de la inversión como el comercio.
- Es la primera aplicación de reglas de tránsito a las redes de energía.
- Es el primer tratado multilateral que establece como regla general la solución vinculante de las controversias internacionales.

En la actualidad, existen 53 miembros pertenecientes al TCE; todos los miembros de la UE a excepción de Italia, que se retiró en el 2015, 10 estados de la antigua URSS, 14 naciones alrededor del mundo y los miembros de la Comunidad Europea de Energía Atómica - EURATOM (por su siglas en inglés European Atomic Energy Community). En 2015 se celebra nuevamente en La Haya una cumbre en la que evoluciona el TCE a la Carta Internacional de la Energía, siendo esta nueva carta un gran marco jurídico en el que se apoyan varios países del mundo, incluido Colombia en la estructura política, ya que “El Tratado no es ya sólo un instrumento valioso para la protección de las inversiones en actividades e infraestructuras energéticas, sino que da cobertura legal a elementos característicos de la nueva política energética que se debe extender por el mundo: apuesta por las energías renovables, por la eficiencia energética, por el ahorro de energía, en una palabra, por un sistema energético medioambientalmente sostenible.” (Guayo, 2016, p.5).

En Europa existen varios acuerdos de interconexión entre países como ya se ha mencionado, gracias a la creación de organizaciones como la UCTE, quien ha coordinado la operación y el desarrollo de la malla de transmisión de electricidad para el sistema general de transmisión de operación sincrónica de Europa Continental, en donde a su vez provee una plataforma confiable para todos los participantes del MIE. Desde 1951, la UCTE ha realizado reuniones de expertos y gerentes, en donde al principio solo eran participes una pequeña cantidad de compañías interconectadas a la interfaz de Suiza, Francia y Alemania, número que ha crecido con el pasar de los años.

El éxito de las interconexiones eléctricas europeas y en general el tratamiento que se le da a la energía en el viejo continente se debe, en gran parte, al alto compromiso de sus miembros en construir un futuro sostenible, en donde no solo se abogue por los intereses financieros de la Unión, sino por el bienestar y desarrollo económico de todo el territorio; como caso a resaltar, el Paquete Energético y Climático de la UE 2020, celebrado en 2007, en donde se destacan como objetivos principales:

- Reducir emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% al 2020.
- Incrementar la eficiencia energética para ahorrar el 20% del consumo de energía de la EU.
- Alcanzar un 20% de generación de energía con fuentes de energía renovables.
- Alcanzar un 10% de uso de biocombustibles para el consumo vehicular.

En el período de tiempo comprendido entre el 2011 y el 2014, la Comisión Europea publicó la “Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050”, el Libro Verde: “Un marco para las políticas de clima y energía en 2030”; el documento: “Precios y costes de la energía en Europa” y la “Estrategia Europea de la Seguridad Energética”. Escritos que serían base para estructurar una versión más ambiciosa del Paquete Energético y Climático de la UE pero esta vez al 2030. Los objetivos específicos de este nuevo marco político en materia energética y ambiental se ajustaron entonces de la siguiente forma:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión por lo menos en un 40% para el año 2030 (deben participar todos los Estados miembros conciliando consideraciones de equidad y solidaridad).
- Mejorar la eficiencia energética de la Unión, buscando ahorros del orden del 27%. Cada Estado miembro será libre de fijar sus propios objetivos nacionales.
- Incrementar la cuota de energías renovables dentro del consumo total de energía de la UE hasta, como mínimo, el 27%.
- Alcanzar una capacidad de interconexión eléctrica al 2030, del 15%. Con respecto al objetivo del 2020, se reafirma el objetivo mínimo del 10% de las interconexiones de electricidad existentes con carácter de urgencia, al menos para los Estados miembros que no hayan logrado un nivel mínimo de integración en el MIE (Estados Bálticos, Portugal y España), y para los Estados miembros que constituyen el principal punto de acceso de dichos Estados al MIE. (García et al, 2016).

Este tipo de pactos, iniciativas y/o acuerdos de bloque económico, como la COP21 de París o la Cumbre para las Interconexiones energéticas del 4 de marzo del 2015, celebrada en Madrid, permiten desarrollar planes de integración para cumplir las metas establecidas, mejorando el marco de financiación por medio de los participantes y agencias bilaterales y multilaterales. Adicionalmente, disponer de un MIE plenamente interconectado, ayudaría en gran medida al cumplimiento colectivo de los objetivos europeos en materia de reducción de emisiones y cuota de participación de energías renovables no convencionales.

1.2. Caso Latinoamericano

Latinoamérica es una región que ha evidenciado su interés en alcanzar la interconexión entre sus países miembros, buscando alcanzar los beneficios obtenidos en continentes con mayor grado de madurez en sus conexiones binacionales y regionales. Pese a lo anterior, también es

cierto que se ha evidenciado un alto grado de dificultad para traducir dicha voluntad en un compromiso que refleje avances concretos a favor de la integración eléctrica (CEPAL, 2013).

En los numerales siguientes se recopilan las características de creación, motivación política, forma de acuerdo y papel de las agencias involucradas en la formulación y desarrollo de los tres casos de integración que se identifican en centro y sur américa: el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) y el Mercado Común del Sur (MERCOSUR).

1.2.1. SIEPAC - Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

El SIEPAC fue constituido en 1996, gracias a la firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (posteriormente ajustado mediante dos protocolos), en el cual se fija el marco legal para su desarrollo. Este proceso que se venía estudiando desde 1987 por parte de los gobiernos centroamericanos y de España, estableció dos objetivos iniciales para su creación:

1. Apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mediante la creación y establecimiento de mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado, particularmente en el desarrollo de las adiciones de generación.
2. Construir la infraestructura de interconexión eléctrica que facilite los intercambios de energía eléctrica entre los participantes en el mercado eléctrico.

Hay que aclarar sin embargo, que este no fue este el primer acercamiento a una integración en esta región; en los años sesentas ya se había firmado el Tratado General de Integración, como primer proceso conjunto de los países de Centroamérica por buscar una unificación. Además, posterior a la firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en los años 1991 y 1993 se firmarían dos protocolos, el Protocolo de Tegucigalpa, mediante el cual se estableció el Sistema de Integración Centroamericana (SICA) y el Protocolo de Guatemala con el fin de constituir la Unión Económica Centroamericana.

1.2.2. SINEA - Sistema de Interconexión Eléctrica Andina

Este sistema está conformado por los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), Colombia, Perú, Ecuador y Bolivia, de la cual Venezuela fue partícipe hasta el 2006 y que tiene como miembro asociado a Chile desde el mismo año. Con el objetivo de mejorar el comercio de energía eléctrica entre los países de la región, en abril de 2011 los Ministros de Relaciones Exteriores y funcionarios del sector eléctrico de los países miembros constituyeron el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), y formalizaron su decisión a través de la Declaración de Galápagos, la cual prevé el desarrollo de un corredor eléctrico andino.

El SINEA utiliza como marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad las Decisiones definidas en el marco de la Comunidad Andina por los Ministros de Energía soportados en el Acuerdo de Cartagena, el Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina y el Reglamento de la Comisión de la Comunidad Andina. Hasta la fecha se han emitido cuatro Decisiones de impacto para la integración eléctrica en la CAN: la Decisión 536 del 2002, la 720 del 2009, la 757 del 2011 y la 816 del 2017.

1.2.3. MERCOSUR – Mercado Común del Sur

El Mercado Común del Sur se encuentra conectado entre todos sus países miembros (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay) por interconexiones viabilizadas a través de acuerdos binacionales, pero no como un sistema de integración eléctrica, por lo cual cada miembro opera de forma independiente y no existe un despacho centralizado.

La unión entre los tres mercados (para la conformación de un gran mercado integrado en el continente) está aún lejos de ser una realidad por falta de respaldo de los gobiernos latinoamericanos; a diferencia de la comunidad Europea y de África, los países no han visto en la integración un potencial real de crecimiento, y no se han construido políticas supranacionales que definan metas como región, que eviten ser objeto de cambio cada vez que se termina un periodo presidencial. El soporte financiero y técnico brindado a otros sistemas de interconexión son buscados en principio por los gobiernos y posteriormente por las organizaciones creadas para respaldar las comunidades económicas regionales, como se evidencia en el caso africano.

1.3. Caso Africano

Buscando beneficios socioeconómicos y el progreso de los países, en África se han creado cinco comunidades económicas regionales (REC, por sus siglas en inglés *Regional Economic Communities*), cada una de las cuales cuenta con un *Pool* de energía propio: el *Pool* de energía de África Central (CAPP) para la comisión económica de los Estados de África Central (ECCAS), el Comité Maghrébin de l'Electricité (COMELEC) para la Unión del Magreb Árabe (UMA), el *Pool* de energía del Este de África (EAPP) para COMESA, el *Pool* de energía del Sur de África (SAPP) para SADC y el *Pool* de energía del Oeste de África (WAPP) para ECOWAS.

Considerando el importante papel que cobra la contribución de la generación de energía eléctrica regional y los proyectos de interconexión para el acceso y ampliación de cobertura en territorio africano y por ende para el crecimiento económico del continente, varias agencias multilaterales, tales como el Banco de Desarrollo Africano (AFDB), el Banco Mundial (WB) y la UE, así como agencias bilaterales y gobiernos extranjeros han apoyado el desarrollo de los cinco *Pool* eléctricos que empezaron a gestarse en los noventas, aportando herramientas para la estructuración institucional, operacional y de financiamiento.

África ha sido beneficiada por el significado que tiene para los demás continentes su gran potencial de explotación y desarrollo y, a su vez, por ser aun un territorio “oscuro” de noche, por lo cual existen varias iniciativas que soportan el futuro de las integraciones regionales y la consolidación de los *Pool* energéticos, como lo son:

- Power Africa: Lanzada en junio del 2013 por el entonces presidente de los Estados Unidos, Barack Obama.
- Conferencia Internacional de Tokio sobre el Desarrollo Africano (TICAD, por sus siglas en inglés *Tokyo International Conference of Africa's Development*): Lanzado en 1993 por el gobierno japonés.
- Inversión directa China: De acuerdo con el Panorama Económico Africano (AEO), la inversión directa del país asiático aumentó de 1.5 a cerca de 15 billones de dólares entre 2005 y 2011, monto del cual, el 65% se quedó en el África sub-sahariana, donde su tercera parte fue directamente destinada para el sector energético.

1.3.1. Central Africa Power Pool (CAPP)

El *Pool* de Energía para África Central o CAPP fue fundado en el 2003, como agencia especial de la REC ECCAS para promover el desarrollo de potencia eléctrica en la región, la cual era dominada por redes nacionales aisladas a pesar de su enorme potencial hídrico. Su establecimiento fue posible gracias a la elaboración de dos Memorandos de Entendimiento, uno intergubernamental firmado por los ministros de energía de los miembros de la REC y uno de carácter inter-empresarial firmado por los presidentes de las empresas prestadoras de servicios involucrados, ambos realizados el año de su fundación.

La financiación de los proyectos de integración correspondientes al *Pool* son soportados por la REC y el AFDB, pero dependiendo del proyecto de interconexión y sus beneficiarios, se encuentran donantes e inversionistas como la UE que en el 2011 participaba en cuatro proyectos, el gobierno de Guinea Ecuatorial en uno y el mismo Banco de Desarrollo Africano en cinco.

1.3.2. Comité Maghrébin de l'Electricité (COMELEC)

COMELEC fue establecida como agencia especializada para la Unión del Magreb Árabe en 1989, pero su creación se remonta a 1972 cuando tres empresas de servicios del Norte de África se unen: la Oficina Nacional de Electricidad de Marruecos (ONE), la Sociedad Nacional de Electricidad y de Gas de Algeria (SONELGAZ) y la Sociedad Tunecina de Electricidad y de Gas de Túnez (STEG). Es entonces el *Pool* más antiguo de los cinco; sus miembros son Algeria, Libia, Mauritania, Marruecos y Túnez. La región, que depende en su gran mayoría de la generación térmica, cuenta con la mejor conectividad e infraestructura del continente. Está conectada con el Medio Este mediante la línea Egipto-Jordania y a Europa por medio de la interconexión Marruecos-España.

COMELEC como institución no es responsables de encontrar los esquemas de financiamiento de los proyectos que planifica y lleva a cabo dentro de la REC; es hasta la fecha labor de cada país miembro ocuparse de la asignación y locación de los capitales para la inversión.

1.3.3. Eastern Africa Power Pool (EAPP)

El EAPP fue establecido en el 2005 con la firma de un Memorando de Entendimiento Intergubernamental entre 7 países del este de África y un Memorando de Entendimiento entre 11 empresas de prestación de servicios de energía. Gracias a su rápido desarrollo fue adoptado como la institución especializada para fomentar el sistema de interconectividad eléctrica por las cabezas de estado del Mercado Común del Este y Sur de África (COMESA) en el 2006. Tanzania, Libia y Uganda se unieron al *Pool* en marzo del 2010, febrero del 2011 y diciembre del 2012 respectivamente. Este organismo ha tenido un buen progreso a la fecha soportado en el plan maestro definido en el 2011, el cual fue actualizado en el 2014.

En la actualidad el EAPP tiene vigente un Memorando de Entendimiento con la Comunidad del Este Africano o EAC (por sus siglas en inglés *East African Community*) y los *Pools* SAPP y WAPP. Como parte de su financiamiento, entre el 2008 y el 2011 contó con la intervención de países extranjeros y programas diseñados por organizaciones bilaterales para su desarrollo.

1.3.4. Southern Africa Power Pool (SAPP)

El SAPP es el primer *Pool* internacional de energía en África y en la actualidad es el más avanzado de la región. Esta institución se creó como producto de grandes esfuerzos que buscaban promover el desarrollo de energía, convirtiéndose en una meta política de integración

regional de la Comunidad de Desarrollo del Sur de África (SADC) establecida en 1992, con el principal objetivo de proveer electricidad de bajo costo y confiable para los usuarios miembros del SAPP, apoyados en la premisa de preservar el ambiente y utilizar racionalmente los recursos naturales. Una de las razones de mayor fuerza en el ámbito político y económico que permite el desarrollo de este *Pool* ha sido el anhelo de Suráfrica por cubrir su demanda de energía futura mediante la importación de energía eléctrica generada por sus vecinos del norte a base de recurso hídrico. Este *Pool* es gobernado por los siguientes instrumentos:

- Memoriales de Entendimiento Intergubernamental y de Interservicios
- Acuerdo entre miembros operativos
- Guías de operación general

Además, la Comunidad Económica Regional SADC ha realizado los siguientes acercamientos para encontrar maneras de financiar los proyectos del *Pool*:

- Hasta el 2009 el enfoque consistía en convocar reuniones de donantes para presentar los proyectos prioritarios de energía regional definidos por el plan maestro de SAPP, reuniones que se replicaron en 2001, 2005 y 2009. En ese entonces eran los países los que buscaban los inversores y no el *Pool*.
- En 2009 con la promoción del proyecto de interconexión entre Zimbabue, Zambia, Botsuana y Namibia, al que bautizaron ZIZABONA, se encargó a SAPP el encontrar la manera de financiar dicho proyecto y futuros regionales.

1.3.5. West Africa Power Pool (WAPP)

El *Pool* de Energía de África del Oeste fue establecido en la 22^a Cumbre de la Autoridad de la Comunidad Económica para los Estados del Oeste de África (ECOWAS) en el 2000, bajo la decisión A/DEC.5/12/99b. Luego, en enero del 2006, bajo las decisiones A/DEC.18/01/06 y A/DEC.20/01/06, se adoptaron los artículos de acuerdo para el establecimiento y funcionamiento del *Pool*, convirtiéndose en Institución especializada para el ECOWAS. El propósito asignado a la institución fue entonces promover el suministro energético confiable en una región que se caracterizaba por sus bajos niveles de conexión y mercado de energía entre sus miembros, a pesar de contar con una vasta cantidad de activos energéticos como petróleo, gas natural y recursos hídricos.

El WAPP organiza reuniones tres veces al año en donde reúne donantes técnicos y financieros desde su creación, para el año en curso, entre los participantes más destacados se encuentran las más reconocidas agencias de cooperación internacional (de países desarrollados), bancos de inversión y banca multilateral.

Tal como se resume en la Tabla 1, en todos los procesos de integración eléctrica regional que han sido analizados en este capítulo y que han alcanzado resultados exitosos, se identifica un factor clave y es la suscripción de acuerdos vinculantes supranacionales y compromisos de alto nivel que generan condiciones para la promoción de la integración y el desarrollo de los proyectos de interconexión eléctrica internacional. Lo anterior permite afirmar que la formalización de la voluntad política entre los gobiernos intervinientes se convierte en un foco de atracción para las palancas que viabilizan este tipo de proyectos, tales como la financiación por parte de la banca de inversión o el respaldo de las agencias multilaterales.

Esta conclusión se respalda en cada uno de los casos analizados, iniciando con el caso de Europa, en donde el Tratado sobre la Carta de Energía permitió formalizar los compromisos

para la cooperación internacional en relación a asuntos energéticos. De igual manera sucedió en el caso de Centroamérica y su proyecto SIEPAC, donde el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central fijó el marco legal para el desarrollo de la integración eléctrica regional, así como en la actualidad lo están haciendo las Decisiones CAN para el SINEA en los países de la región Andina o en su momento lo hicieron los Memorandos de Entendimiento firmados por los ministros de energía en el caso de las cinco comunidades económicas regionales que conforman África. Por su parte, en el caso del Mercosur, si bien se tienen acuerdos binacionales, aún no se cuenta con un acuerdo vinculante de carácter supranacional que permita migrar a un esquema de integración eléctrica regional.

Tabla 1. Figura vinculante entre países interconectados

Interconexión	Región	Figura Vinculante	Instrumento base
Nord Pool	Norte de Europa	Acuerdo	Acta de Energía
Resto de Europa	Europa	Tratado de la Carta de Energía	Tratado de la UE, la Carta de Derechos Fundamentales de la EU, Carta Europea de Energía
SIEPAC ³	América Central	Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central	Tratado General de Integración, Protocolo de Tegucigalpa, Protocolo de Guatemala
SINEA	Países Comunidad Andina	Acuerdo de Cartagena (CAN)	de Declaración de Galápagos y Decisiones CAN
MERCOSUR	Países del Cono Sur	Acuerdo	Acuerdos binacionales
CAPP	África Central	Memorando de Entendimiento	Agencia Especializada para REC
COMELEC	Unión del Magreb Árabe	Asociación	Agencia Especializada para REC
EAPP	África del Este	Memorando de Entendimiento	Agencia Especializada para REC
SAPP	África del Sur	Memorando de Entendimiento	Agencia Especializada para REC
WAPP	África del Oeste	– Acuerdo Decisión	Agencia Especializada para REC

Fuente. Elaboración Propia

³ La diferencia entre SIEPAC y SINEA es que el Tratado Marco se creó específicamente para desarrollar el SIEPAC mientras SINEA lo que hizo fue acogerse a un marco regional que ya existía como es la CAN

II. MARCO REGULATORIO PARA LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

A diferencia de los mercados de energía tradicionales, configurados a partir de un esquema centralizado en el que grandes plantas de generación suministraban tanta energía como la industria y los habitantes pudieran necesitar, la fuerza que puede llegar a tomar la generación descentralizada implica la necesidad de migrar hacia un nuevo diseño de mercado, donde aparecen además nuevas variables como la demanda flexible, energías renovables no convencionales y el almacenamiento de energía. Estas nuevas variables no son predicciones futuristas, sino que corresponden a tecnologías que ya se encuentran presentes en los diferentes mercados y cada vez se están viabilizando con mayor frecuencia, de manera que se requiere una ágil y efectiva adaptación de los marcos regulatorio de los países, de tal manera que se permita el flujo de energía entre regiones de manera más eficiente, lo cual solo podrá darse en la medida que se potencialicen las interconexiones eléctricas internacionales (European Commission, 2015).

El desarrollo de la tecnología de transmisión de energía eléctrica a niveles de alta y extra alta tensión demuestra que no existen barreras tecnológicas para la ejecución de proyectos de interconexión eléctrica internacional. Sin embargo, más allá de la complejidad técnica (que siempre permitirá encontrar una solución factible) el verdadero reto para viabilizar los procesos de integración eléctrica regional está relacionado con la definición del marco político y regulatorio.

Con relación al marco político, tal como se describió en el capítulo 1, el punto de partida para viabilizar la integración eléctrica regional es la materialización de la voluntad y compromiso entre los gobiernos implicados, lo cual debe plasmarse en la firma de acuerdos vinculantes al nivel más alto posible. En este capítulo se analiza el marco regulatorio para algunos casos de integración regional en diferentes estados de madurez (Europa, Centroamérica, Suramérica y África) con el fin de identificar los elementos esenciales requeridos en el establecimiento de las reglas que permitan habilitar los intercambios y definir los esquemas de desarrollo de los proyectos, bajo los acuerdos y compromisos suscritos.

2.1. Aspectos relevantes del marco regulatorio y del mercado de las interconexiones eléctricas internacionales

Las integraciones eléctricas buscan aprovechar de manera eficiente, sostenible y no discriminatoria los recursos energéticos disponibles en una región en beneficio de los usuarios finales de los mercados de electricidad involucrados, para lo cual es fundamental establecer una reglamentación específica que asegure el cumplimiento de estos objetivos. De manera simple, el marco regulatorio requerido para viabilizar una iniciativa de interconexión eléctrica internacional debería constar de al menos tres elementos, tal como lo plantea Red Eléctrica Internacional en un Estudio de Armonización Regulatoria (REI, 2008), realizado para la empresa Interconexión Colombia Panamá (ICP):

1. Definir **el esquema para la armonización regulatoria** para la integración eléctrica bilateral, con miras a una futura integración regional.
2. Definir **el modelo de inversión** para la interconexión, es decir, bajo que esquema se dará el retorno de la inversión y como se definirá la propiedad de los activos.
3. Definir **el tratamiento económico** de la interconexión, lo cual corresponde a la definición de la remuneración a recibir por parte del inversionista y la tarifa a pagar por los usuarios finales del enlace.

De lo anteriormente mencionado, se resalta el primer elemento, ya que el mayor reto que debe afrontar un proyecto de interconexión eléctrica internacional es la armonización regulatoria, teniendo en cuenta que cada país involucrado tiene su propia regulación, y la convergencia en la definición de las reglas, así como la búsqueda de acuerdos entre ellas puede requerir un alto nivel de esfuerzo.

2.1.1. Niveles de Integración Eléctrica

Los proyectos de interconexión que se analizarán en este capítulo presentan diferentes niveles de madurez, dependiendo de los diferentes esquemas de armonización regulatoria adoptados y los grados de reestructuración evidenciados en las regulaciones locales para encontrar los esquemas más eficientes (en términos del modelo de inversión y del tratamiento económico para su remuneración). Estos niveles de integración pueden ser vistos de manera progresiva desde lo simple hacia lo complejo, o en dirección hacia un mayor nivel de integración eléctrica, y se describen a continuación.

- Nivel de integración bajo: Intercambio de energía mediante contratos bilaterales, donde cada país mantiene su independencia operativa, tal como es el caso de Colombia y Venezuela.
- Nivel de integración medio: Despacho coordinado que permite optimizar los recursos energéticos de los países en el corto plazo a través de transacciones horarias aprovechando ventajas comparativas vía precio. Esta solución ha sido implementada en la región a través de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) en el caso Colombia Ecuador. Tanto este nivel como el anterior, está limitado a los excedentes de energía eléctrica en cada país en un momento dado.
- Nivel de integración alto: Despacho integrado, lo cual implica tener un único operador y administrador del mercado eléctrico regional, para el cual no existen fronteras físicas; se realiza un único despacho centralizado, considerando todos los recursos disponibles (en cualquier país). El mejor ejemplo de un mercado de este nivel es el *Nord Pool*. El Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica se encuentra un paso atrás de este nivel, ya que si bien cuenta con instituciones regionales, estas conviven con los organismos nacionales, no existiendo un despacho integrado sino una coordinación de excedentes y faltantes, optimizados hora a hora.

2.1.2. Beneficios de la integración eléctrica

En la literatura relacionada con los procesos de integración eléctrica regional, es posible identificar un listado común de beneficios, sin embargo, existen otras ganancias de este tipo de procesos de integración que no son referenciados con tan alta frecuencia. A continuación se listan los beneficios que se encuentran comúnmente en la literatura y los que a pesar de ser de igual o mayor impacto, no son comúnmente evaluados.

Beneficios principales de la integración regional:

- Optimización de los recursos energéticos como consecuencia de las complementariedades de las fuentes de generación de energía entre países, en particular las cuencas hidrológicas.
- Diversificación de la matriz energética, lo cual permite un uso más eficiente de la infraestructura disponible.
- Disminución de los precios de electricidad para el país importador, lo cual repercute de manera positiva en la tarifa a pagar por el usuario final.

- Aprovechamiento de las diferencias de precios y cantidades entre los husos horarios, lo cual está asociado al desfase entre la demanda de punta en cada uno de los sistemas.
- Respaldo en situaciones de emergencia, así como mejoras en la confiabilidad y calidad del suministro de energía.
- Aumento de eficiencia en la utilización de la infraestructura eléctrica, lo cual permite aplazar inversiones de expansión o eliminar inversiones de reposición de activos.

Beneficios económicos adicionales:

- Ampliación del tamaño del mercado, incremento del número de agentes y de la competencia.
- Reducción de las pérdidas económicas por causa de demanda eléctrica no atendida.
- Disminución de los impactos climáticos por mejor aprovechamiento de fuentes de energía renovables no convencionales.
- Atracción de la inversión privada.

Diferentes actores enuncian los beneficios de la integración eléctrica, centrándose en la mayoría de casos en los beneficios descritos en el listado del primer grupo, lo cual corresponde a beneficios relevantes, más no exclusivos, quedando por fuera otra serie de beneficios relevantes que al momento de analizar la viabilidad de un proyecto de interconexión eléctrica internacional pueden terminar siendo decisivos para la decisión final de inversión, sobre todo en aquellos casos en los cuales se evalúan los beneficios para la sociedad como insumo para decidir si el proyecto es viable de tener un modelo de inversión con ingresos regulados (a ser cubiertos por partes de la demanda). Entre los beneficios que pocas veces son descritos en la literatura, se destaca uno que hace referencia a un propósito superior y global de la integración energética (en su vinculación directa con el clima), y es la posibilidad de disminuir los impactos climáticos de la generación de energía eléctrica a través de la optimización de los recursos disponibles, como fuente fundamental para el desarrollo de la economía y de la sociedad.

Finalmente, de las experiencias relacionadas con integraciones eléctricas, se tienen dos puntos de vista. Hay quienes basados en argumentos de soberanía nacional plantean que los países deben tener la capacidad de autoabastecerse en todos los periodos de tiempo y que en consideración a que los recursos energéticos son de alto impacto para la sociedad por ser estratégicos para el adecuado desarrollo de la economía, el contar con el apoyo de suministro energético de otros países de la región, no debe considerarse dentro de la planificación de la matriz energética, lo cual es reflejado en los planes de expansión de transmisión y generación de los diferentes países (CEPAL, 2013). Por otro lado, se encuentran quienes argumentan que la integración energética presenta altos beneficios, considerando entre sus ejemplos, los países en cuya base de generación de energía eléctrica predomina un solo tipo de tecnología, como lo es la generación hidráulica en el caso de Colombia, donde en periodos de sequía, se podría evitar el riesgo de racionamiento si se contara con una interconexión eléctrica que les permita tener a disposición otras fuentes de energía al otro lado de la frontera, para proveerse a un adecuado costo durante el periodo de escasez (UPME, 2015).

2.2. Región europea

2.2.1. Nord Pool (región europea con nivel de integración alto)

El Mercado Eléctrico Nórdico *Nord Pool*, puede definirse como una asociación voluntaria entre los países Nórdicos y del Báltico, donde funcionan en paralelo los mercados locales, más

un mercado regional destinado a intercambios internacionales de electricidad a nivel mayorista, el cual se rige por un mercado regulatorio común y cuyo éxito está íntimamente ligado a la histórica tradición de cooperación entre estos países para los asuntos de energía eléctrica. De hecho, si bien la operación del *Nord Pool* se dio hace 2 décadas, desde varios años atrás ya se daba la posibilidad a los agentes de tener un libre acceso a las redes de transmisión de energía para incentivar la competencia entre generadores.

Armonización Regulatoria

La conformación del *Nord Pool* se inició con el proceso de liberalización experimentado por los países nórdicos a inicio de los noventas, lo cual se dio con el objetivo de aumentar la eficiencia de la operación de la red eléctrica, aumentar la competitividad y optimizar la utilización de los recursos para la generación de energía eléctrica, tal como fue descrito brevemente en el capítulo 1. El precursor de los cambios fue Noruega, al establecer una nueva regulación que permitía por primera vez la integración de los mercados y que buscaba la igualdad de precios de energía en las diferentes zonas que conformaban su mercado, mientras las rentas de congestión lo permitieran. Luego, a este nuevo mercado Noruega se fueron uniendo Suecia, Finlandia y Dinamarca, y recientemente los países del báltico para conformar lo que se conoce hoy como el *Nord Pool*.

A nivel local, en cada país de este mercado se tiene un Operador del Sistema de Transmisión (TSO, por sus siglas en inglés *Transmission System Operators*) que se encarga de gestionar las posibles congestiones de red en las diferentes zonas, pero adicionalmente, a nivel regional se cuenta con el Nord Pool Spot AS. Este último corresponde a un mercado para el intercambio de energía eléctrica a nivel regional, estructurado a partir de la armonización regulatoria alcanzada al acordar normas para regular el mercado eléctrico regional y que además es propiedad de los TSOs de los países miembros, Statnett SF (Noruega; 28.2%), Svenska Kraftnat (Suecia: 28.2%), Fingrid (Finlandia: 18.8%), Energinet.dk (Dinamarca: 18.8%), Elering (Estonia: 2%), Litgrid (Lituania; 2%) y AST (Letonia: 2%)

En este mercado, si bien los intercambios internacionales de energía eléctrica entre los primeros 4 países miembros se dieron desde el 2000 en función de la adhesión de Suecia, Finlandia y Dinamarca al entonces nuevo mercado Noruega, la armonización regulatoria ha seguido perfeccionándose, sobre todo a partir de la conformación del NordREG, organización establecida con el objetivo de promover el marco legal e institucional que proporcione las condiciones necesarias para el desarrollo de los mercados energéticos de los países nórdicos y del resto de Europa. Esta organización fue conformada en el 2002 a partir de un Memorando de Entendimiento firmado por reguladores de los 4 países nórdicos, más el regulador de Islandia, siendo estas cinco entidades quienes conforman el NordREG (NordREG, 2014).

Modelo de Inversión

En el *Nord Pool* todos los activos para el transporte de energía son de propiedad de los TSOs, quienes además de tener el rol de transportador de energía, también ejercen en sus países el rol de operador del sistema. En relación a esto, es relevante mencionar que en cada país miembro solo se tiene un único TSO (Statnett en Noruega, Svenska Kraftnat en Suecia, Fingrid en Finlandia, Energinet en Dinamarca, Elering en Estonia, Augstsprieguma tikls en Letonia y Litgrid en Lituania).

En cuanto a la expansión, tanto para los activos asociados al transporte doméstico de energía, como para los activos asociados a los intercambios internacionales de electricidad, los

TSO tienen la responsabilidad de definir las necesidades de expansión de la red. Una vez que los respectivos gobiernos llegan a un acuerdo de aprobación a la nueva necesidad de transmisión, el proyecto es ejecutado por el TSO a partir de un esquema de desarrollo fundamentado en activos de uso, siendo este el esquema de desarrollo de los proyectos de interconexión eléctrica internacional en el *Nord Pool*

Tratamiento económico

En consideración a que el esquema de desarrollo en el *Nord Pool* corresponde a activos de uso, estos activos están siendo remunerados a los TSO's con ingresos regulados, los cuales cuentan con un régimen de ingreso máximo (*revenue-cap*) que se formula para evitar que los consumidores sean víctimas de altos precios, sin dejar de garantizar los ingresos que los TSO requieren para la gestión y desarrollo eficiente de sus redes (ECSIM, 2013). Adicionalmente, en el *Nord Pool* se asignan las rentas de congestión a los TSOs, quienes pueden utilizar este ingreso para tres fines: garantizar la disponibilidad real de capacidad asignada mediante despachos en orden de prioridad, hacer contactos para la inversión, y como parte de la base de ingresos regulada que debe ser tenida en cuenta cuando se regulan las tarifas de red (LACF, 2014).

En cuanto al esquema tarifario que pagan los usuarios finales, en todos los países del *Nord Pool* las tarifas son fijadas por los TSOs respetando los límites de ingresos permitidos de acuerdo a la regulación de cada país. Para esto, los costos se reparten entre la generación y la demanda, teniendo un mayor peso esta última. De acuerdo a esto, de manera específica se tiene que “en Dinamarca se aplica un cargo único; en Finlandia hay cargos diferenciales por estación y por hora; en Noruega hay diferenciación por tiempo y localización y, finalmente, en Suecia hay cargos diferentes según la localización. En todos los casos los cargos incluyen un nivel de pérdidas permitidas y los costos en que incurre el TSO por la operación del sistema” (ECSIM, 2013, p.697).

2.2.2. Europa sin Nord Pool

Una red eléctrica sincronizada es aquella que está conectada físicamente y en condiciones normales opera a una misma frecuencia. En la actualidad la red sincronizada más grande del mundo es la del continente europeo, también conocida como la UCTE, la cual posee una capacidad instalada de 1 TW de acuerdo con cifras reportadas en el 2015 (IEA, 2016).

Armonización regulatoria

El propósito final del proceso de búsqueda de competencia que se ha presentado en el mercado eléctrico de Europa en los últimos años, tras la liberación que supuso la privatización del sector, la vía libre a terceros para acceder a la red, el desmontaje de actividades verticalmente integradas, la creación de organismos reguladores independientes de los gobiernos y la separación de la operación del sistema y del mercado, es consolidar un único mercado europeo de electricidad, que se ha denominado Mercado Interno de Electricidad (MIE), el cual entró en funcionamiento en 2014. Sin embargo, a pesar de que las redes de cada uno de los países de la Unión Europea (UE) son bastantes enmalladas, lo cual ha facilitado la viabilidad técnica de la interconexiones Internacionales en esa región, también es cierto que el objetivo de tener un único mercado interno de electricidad no se encuentra cerca de cumplirse en su totalidad, debido a la existencia de barreras aún pendientes por resolver entre los países europeos, tales como las diferencias regulatorias entre los mercados internos más relevantes (listados en la Tabla 2), la aún insuficiente coordinación y colaboración entre las autoridades

regulatorias, y la insuficiente cantidad y capacidad de las interconexiones eléctricas internacionales.

Si bien la apuesta de la UE por el MIE aún no ha logrado materializarse por completo, si se ha evolucionado en términos de la armonización regulatoria para el comercio transfronterizo de electricidad, el cual ha sido promovido a través de la publicación de directivas que han conformado lo que se conoce como *Energy Packages* o paquetes legislativos que agrupan diferentes directivas y reglamentos referentes a la regulación de este mercado. Estos han contado con el respaldo jurídico del Tratado de la Carta de Energía mencionado en el capítulo 1 y el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, y se detallan a continuación:

Paquete 1: En 1996 la Comunidad Europea estableció las normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad mediante la Directiva 1996/92/CE, la cual estableció lineamientos para exigir el desmontaje de diferentes actividades integradas verticalmente, el libre acceso a la red de transporte y el establecimiento de reguladores independientes que supervisan el mercado.

Paquete 2: En 2003 se actualizaron las normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad mediante la Directiva 2003/54/CE y se establecieron las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad mediante el Reglamento 1228/2003, los cuales reforzaron la desintegración vertical que anteriormente se tenía entre el TSO y el DSO, fijando fechas para la liberación total de los mercados.

Paquete 3: En 2009, nuevamente se actualizaron las normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad mediante la Directiva 2009/72/CE y el Reglamento 714/2009 respectivamente, siendo esta última la que facilita la creación de un mercado mayorista eficiente, estableciendo mecanismos de armonización de las normas para el intercambio internacional de electricidad, ratificando la necesidad de que tanto el operador del mercado como del sistema sean independientes, fortaleciendo los derechos de los consumidores y creando la Agencia de Cooperación de los Reguladores Nacionales (ACER), la cual contribuye a garantizar el buen funcionamiento del mercado único europeo del gas y la electricidad, y cuando sea necesario, tomar decisiones vinculantes sobre condiciones generales de acceso y seguridad operativa de las infraestructuras transfronterizas.

Estos tres paquetes han permitido establecer códigos de redes estandarizados por parte de la EU y una planificación común en la construcción de nuevas redes a través del “*Ten Year Network Development Plan*” y la construcción de una lista de “*Projects of Common Interest*” constituida por 34 proyectos de infraestructuras energéticas claves para interconectar el continente. Entre ellos, bajo una misma metodología de cálculo de precio, denominado “*Price Coupling of Regions*”, en 2014, los mercados diarios de las zonas del sureste y noreste europeo se acoplaron de manera exitosa. Este proyecto involucra a siete mercados (APX, Belpex, EPEX, SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE y OTE). Finalmente, se espera que el Mercado Integrado de Electricidad europeo aporte una mayor liquidez, eficiencia y ganancias de bienestar para todos los agentes. (Costa, 2014).

Tabla 2. Principales mercados eléctricos regionales en Europa (excluyendo Nord Pool)

Mercado	Sede	Año de conformación	Países participantes	
European Energy Exchange	Leipzig, Alemania	2002	Alemania, Austria y Suiza	
Powernext-Epex Spot	París, Francia	2009	Alemania, Francia, Austria y Suiza	Está acoplado con Belpex y APX
APX Power - UKPX	Londres, Inglaterra	2009	Holanda Reino Unido	Está acoplado con Belpex y Epex
Belpex	Bruselas, Bélgica	2006	Bélgica	Está acoplado con APX y Epex
OMEL	Madrid, España	2009 (desde 1998 operaba solo en España)	España Portugal	

Fuente. Centro de Estudios en Economía Sistémica (ECSIM, 2013)

Modelo de inversión

Al igual que en *Nord Pool*, en el resto de Europa las redes de transmisión de electricidad a alta y extra alta tensión son de propiedad y son operadas por los TSO, cuyos costos incluyen, entre otros rubros, los montos de inversión para la construcción de sus activos, los cuales son generalmente recuperados a través de esquemas de desarrollo de proyectos basados en activos de uso.

Estos TSO, además de tener la responsabilidad de operar y mantener las redes existentes, también deben encargarse de la expansión de la red, para lo cual normalmente justifican ante su autoridad regulatoria que un nuevo proyecto de transmisión de energía es benéfico para el sistema, después de lo cual si la propuesta termina siendo aceptada por el regulador, los costos del proyecto son incluidos en el valor base para la remuneración regulada. Adicionalmente, de acuerdo con las directrices de electricidad del parlamento europeo 96/92/EC y 2003/54/EC y la Regulación de Electricidad de la Comunidad Europea (EC, por sus siglas en inglés *European Community*), lo anteriormente mencionado aplica también para las interconexiones internacionales.

Tratamiento económico

Considerando que el esquema de desarrollo usado en Europa para los proyectos de interconexión eléctrica internacional se basa en activos de uso, por regla general la expansión de la red, bien sea para reforzar la red existente interna, o para viabilizar una interconexión con el sistema de otro país, está asociada a un modelo de inversión de bajo riesgo, debido a que la remuneración se da a través de un esquema regulado. Sin embargo, en aquellos casos en los cuales no hay una voluntad política formalmente materializada que permita viabilizar el proyecto de interconexión, y siempre y cuando las rentas de congestión sean lo suficientemente atractivas para un inversionista privado, las autoridades regulatorias permiten que terceros acometan el proyecto de interconexión, teniendo un esquema conocido como *Merchant*, el cual es bastante similar a lo que en Colombia se conoce como un proyecto de Conexión o a Riesgo.

En todo caso, la excepción mencionada se presenta con muy poca frecuencia, a tal punto que a la fecha solo se tiene un proyecto de interconexión eléctrica internacional en Europa que no se remunerado con tarifas reguladas, y que obedece a una iniciativa de inversión privada. Esta excepción corresponde a un proyecto de interconexión en el *Nord Pool*, entre Estonia y Finlandia (Jong y Hakvoort, 2006), el cual consiste en un cable submarino de 105 km en Extra Alta Tensión - HVDC (por sus siglas en inglés *High Voltage Direct Current*) a una tensión de ± 150 kV y una potencia de 350 MW por polo o circuito de transmisión de energía, el primero de ellos puesto en servicio en el 2006 y el segundo en el 2014. Esta excepción es coherente con lo planteado en el trabajo de investigación Evaluación económica de las transacciones internacionales de electricidad entre algunos países en Sur América (Arango, 2005), en el cual se argumenta que en el caso de las interconexiones eléctricas internacionales, los esquemas de remuneración que dependen exclusivamente de los costos marginales y rentas de congestión no resultan ser suficientes para recuperar la inversión requerida de los proyectos, debido fundamentalmente a que los costos marginales son inferiores a los costos medios, lo cual conlleva a la necesidad de tener un pago adicional o cargo adicional que permita el retorno de la inversión.

En cuanto al esquema tarifario, se tiene que hasta el 2002 típicamente en Europa, la definición de las tarifas de las interconexiones eléctricas internacionales se daba a través de un esquema conocido como *Cross Border Tariff* o tarifas por cruce de fronteras, el cual correspondía a un peaje que se cobrada en cada país por usar los activos requeridos para el fluido de la energía a transportar hacia otro país; sin embargo, como la metodología de cálculo de estos peajes eran independiente en cada país, este esquema desencadenaba un efecto conocido como *Pancaking* (o acumulación de cargos), el cual corresponde a la obligación de tener que pagar tarifas de red en el país en el cual se originó la transacción de energía eléctrica, en el país destino y además en los países de tránsito en el caso de tenerlos, convirtiéndose esta situación en una barrera para la integración eléctrica, lo cual terminaba impactando el porcentaje de las tarifas que pagaban los usuarios finales por concepto de transporte de energía. (Arango, 2005).

Posterior a la Cumbre de Barcelona en marzo del 2002, en la cual la Comisión Europea dio lineamientos para aumentar el nivel de integración eléctrica en Europa, apalancándose en un entorno regulatorio estable y favorable para la inversión, las empresas de sector energético en Europa concluyeron que para facilitar la integración eléctrica, las tarifas transfronterizas para el transporte de energía eléctrica deberían ser eliminadas. En línea con lo anterior, y con el propósito de favorecer una adecuada armonización regulatoria, en el 2003 el Parlamento y el Consejo Europeo decretaron el Reglamento (CE) No. 1228, el cual unificó los aspectos relacionados con la operación, los precios y la regulación de intercambio internacionales de electricidad, y estableció los principios para la formación de tarifas.

2.3.Región latinoamericana

Desde el punto de vista de integración económica, es posible dividir Latinoamérica en tres grandes bloques: Centroamérica, la Comunidad Andina y el MERCOSUR. De esta misma manera, en cuanto a la integración eléctrica, se tienen los mismos tres bloques, los cuales, de acuerdo con su nivel de integración eléctrica, pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Centroamérica: Cuenta con el proyecto SIEPAC, el cual ubica esta región en un nivel de integración medio, teniendo en cuenta que a pesar de haber configurado el rol de operador regional, no se tiene un despacho integrado de energía eléctrica para todos los países de Centroamérica, sino que dicho operador regional, quien aún convive con los

operadores nacionales, se dedica al despacho coordinado de excedentes y faltantes de energía en la región.

- CAN: Esta comunidad ha realizado esfuerzos encaminados a incentivar y facilitar la integración eléctrica en la región, lo cual han plasmado en la formulación de un esquema denominado Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE). Hasta la fecha, se cuenta con intercambios internacionales de electricidad entre Colombia y Ecuador y entre Ecuador y Perú. En el primer caso la interconexión está limitada a excedentes disponibles de energía eléctrica y puede clasificarse en un nivel de integración medio, teniendo en cuenta que se tiene un despacho coordinado entre ambos países para utilizar las ventajas comparativas vía precio, optimizando así recursos energéticos, pero cada país tiene su operador independiente, mientras que en el caso de Ecuador – Perú, la interconexión se usa solo en situación de emergencia y puede clasificarse en un nivel de integración bajo, ya que el enlace no se opera de manera sincrónica.
- MERCOSUR: Este mercado cuenta con interconexiones físicas entre todos sus países, y además su demanda de energía es la más grande de la región, representando cerca de 4 veces la demanda de la CAN. Sin embargo, su nivel de integración es bajo, ya que los intercambios de energía se realizan mediante contratos bilaterales y cada país mantiene su independencia operativa, sin tener al menos un esquema de despacho coordinado.

A continuación se analizarán los tres elementos del marco regulatorio para el sistema SIEPAC y para la CAN, más no para el MERCOSUR, ya que los dos primeros están en un nivel de integración que puede arrojar mayor número de lecciones para el objetivo de este trabajo.

2.3.1. Centroamérica

El proyecto SIEPAC es una iniciativa supranacional desarrollada por seis países centroamericanos (Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, y Panamá) que ha dejado como resultado la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y la construcción de una línea de transmisión de energía a 230 kV, con cerca de 1800 km para interconectar toda la región y permitir el intercambio de hasta 300 MW entre los países. El MER ha sido concebido bajo el concepto de un séptimo mercado, el cual convive con los seis mercados nacionales existentes, pero con reglas independientes a la de éstos (CEPAL, 2013). En un futuro, para aumentar los ahorros obtenidos del proceso de integración eléctrica del MER será necesario construir el segundo circuito a 230 kV como el ya existente de propiedad de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), lo cual fue planeado desde la concepción del primer circuito, momento en el cual la evaluación *ex – ante* mostró que la integración eléctrica regional permitiría obtener ahorros por 1.151 millones de US\$ de 1996 respecto al caso de no tener el Proyecto SIEPAC considerando un periodo de evaluación comprendido entre 1996 y el 2025.

Sin embargo, es necesario aclarar que en el proyecto SIEPAC, la Red de Transmisión Regional (RTR) no está conformada solo por las líneas de alta tensión actuales y futuras de la EPR, sino también por las demás líneas internacionales y nacionales que tienen una influencia relevante para que se den los intercambios internacionales de electricidad; es decir, la RTR termina siendo conformada por los activos de la EPR más aquellas líneas existentes o futuras que el EOR considere que influyen significativamente en los intercambios internacionales, las cuales podrían incrementarse en el futuro como consecuencia de ampliaciones planificadas regionales, ampliaciones a riesgo o ampliaciones a riesgo con beneficio regional. Además, es a través de la RTR que se dan las transacciones para los intercambios de energía en el MER,

para los cuales se han establecido los nodos de la RTR como puntos de conexión entre el mercado regional y cada uno de los 6 mercados nacionales.

Armonización Regulatoria

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central firmado el 30 de diciembre de 1996 por los seis gobiernos que actualmente constituyen el SIEPAC, así como la firma de sus primeros dos protocolos constituyen el fundamento legal para el inicio de la integración energética en esta región. Este tratado al haber sido aprobado por los organismos legislativos de las naciones implicadas, permitió entre otras cosas la creación de la estructura institucional para dar funcionamiento al MER, lo cual se fundamentó en la creación de las siguientes organizaciones regionales:

- El Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), siendo este el ente que representa los gobiernos miembros del MER, y está conformado por un representante de cada uno de los países signatarios del Tratado Marco, los cuales son nombrados por el ejecutivo de su país con competencias para la formulación de políticas de integración eléctrica. El CDMER, es responsable por impulsar el desarrollo del MER y la toma de decisiones encaminadas a garantizar el cumplimiento de los objetivos del Tratado Marco y sus Protocolos.
- La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) como regulador regional, quien fue dotada con capacidad de derecho público internacional y cuyos objetivos generales son hacer cumplir el Tratado y velar por el desarrollo competitivo y transparente del MER.
- El Ente Operador Regional (EOR), encargado de la operación técnica y comercial del mercado, así como de proponer a la CRIE procedimiento de operación del mercado y del uso de las redes de transmisión además de elaborar la propuesta de plan de expansión de generación y transmisión regional.

La RTR, para la cual ya se mencionó que su conformación está dada por los activos de la EPR más aquellas líneas existentes o futuras que influyan significativamente en los intercambios internacionales, constituyen la infraestructura física de SIEPAC y cuenta simultáneamente con flujos de energía tanto regionales como nacionales, por tanto, en el MER coexisten simultáneamente transacciones de los mercados nacionales y de los internacionales, lo cual se ha logrado armonizar a través de la conformación del séptimo mercado (el MER), que sirve como interface entre el mercado regional y cada uno de los mercados nacionales. De esta manera, el séptimo mercado representa la solución mediante la cual SIEPAC viabilizó la armonización regulatoria, ya que fue este nuevo mercado regional con su regulación el que materializó la posibilidad de que los agentes pueden realizar transacciones internacionales de energía eléctrica en función de los excedentes y faltantes de energía de cada país, contando con la coordinación del Ente Operador Regional (EOR) a partir de información entregada por los operadores nacionales, con el objetivo de realizar una coordinación regional del pre-despacho, despacho y pos-despacho de electricidad.

Modelo de Inversión

El modelo de inversión para viabilizar el desarrollo físico de SIEPAC se basó inicialmente en el mandato dado desde el Tratado Marco a la EPR para que se encargara de la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura física para la interconexión de los sistemas de electricidad en la región. Lo anterior, bajo un esquema de BOO (por sus siglas en inglés *Build*,

Own and Operate), tal como fue concebido en el tratado marco de 1996, en el cual se consideró una concesión a 30 años respaldada por los gobiernos signatarios. De acuerdo con lo anterior, la definición de propiedad de los activos fue dada desde el Tratado Marco para la EPR y el esquema de desarrollo estuvo basado en el BOO, el cual a diferencia de un esquema a riesgo, está basado en ingresos regulados.

Tratamiento Económico

La remuneración de la EPR se da a partir del Ingreso Autorizado Regional (IAR), el cual corresponde a la suma de los ingresos autorizados regionales de cada una de sus activos en operación comercial, siendo este monto un valor equivalente a los costos de administración, operación y mantenimiento de una empresa eficientemente operada. Lo anterior se calcula como un porcentaje del costo estándar de cada activo, teniendo en cuenta que dicho porcentaje es fijado por la CRIE tomando como punto de referencia otras empresas de transmisión de la región (CRIE, 2013). En otras palabras, el IAR que representa la remuneración de la EPR se desprende de una rentabilidad regulada que es ajustada anualmente por la CRIE.

En cuanto al esquema tarifario que permite recaudar los montos requeridos para realizar el pago del IAR, se hace uso de la suma de dos tipos de cargos que son pagados por todos los agentes del mercado, después de excluir a los transmisores. El primer cargo corresponde al cargo variable de transmisión (CVT) y el segundo corresponde al cargo por uso de la RTR. En el primer caso, el cálculo del valor se obtiene a partir de la diferencia entre los pagos por la energía retirada en cada nodo de la RTR, valorizada al respectivo precio nodal, menos los pagos por la energía inyectada en los nodos de la RTR; por su parte, el cargo por uso corresponde a lo establecido en el Régimen Tarifario por el uso de la RTR, y tiene como componentes el cargo por Peaje y el Cargo Complementario de Transmisión (CRIE, 2005).

2.3.2. Países de la Comunidad Andina - CAN

El camino ya recorrido para que en la actualidad se tengan intercambios de energía entre Colombia y Ecuador con capacidad de importación de 215 MW desde Ecuador hacia Colombia y de Exportación de 535 MW de Colombia hacia Ecuador, así como un despacho coordinado de energía eléctrica que permite hacer uso de sus ventajas comparativas y optimizar sus recursos energéticos, es el que facilitará la potencialización de futuras interconexiones eléctricas entre los países miembros de la CAN bajo la iniciativa denominada Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), razón por la cual a continuación se analizarán los 3 elementos del marco regulatorio entre Colombia y Ecuador como muestra del primer paso para la integración energética entre los países de la comunidad andina.

Armonización Regulatoria

La CAN, consciente que la integración eléctrica brinda importantes beneficios a los países miembros en términos económicos, sociales y ambientales, a través de la utilización óptima de sus recursos energéticos y el aumento de la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico, ha emitido diferentes Decisiones para viabilizar las interconexiones e intercambios de electricidad, las cuales son normas de carácter supranacional aplicables a todos los países miembros de la Comunidad. La primera de ellas fue la Decisión 536 de 2002 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, la cual brindó el marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo del tema eléctrico entre los Países Miembros. Los lineamientos dados en esta Decisión fueron el marco de actuación de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) entre Colombia y Ecuador desde 2003 hasta el 2009, momento en cual, con la Decisión CAN 720 se suspendió

su aplicación por un periodo de 2 años, mientras se emitían los nuevos lineamientos para los intercambios de electricidad para los países de la Comunidad Andina.

La suspensión de la Decisión 536 se dio, en buena medida, por la discusión generada sobre la asignación de las rentas de congestión, las cuales fueron inicialmente otorgadas al país exportador, lineamiento que no fue visto como justo por parte de Ecuador, quien en la mayoría de los intercambios de electricidad con Colombia, tenía el rol de importador. De esta manera, durante los dos años planeados de suspensión, Colombia y Ecuador realizarían las TIE con un régimen transitorio, el cual finalmente terminó siendo extendido hasta el 2016, inicialmente a través de la Decisión 757 hasta el 2011, y luego con la Decisión 789 hasta el 2016. Adicionalmente, la Decisión 757 además de extender el periodo del régimen transitorio, también definió el esquema de funcionamiento del mercado de electricidad entre Ecuador y Perú, además de establecer un nuevo marco general en el que se incluyó la siguiente regla para enmendar el tema de la distribución equitativa de las rentas de congestión: Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado; es decir, el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación (CAN, 2011).

Finalmente, en abril de 2017 se emitió la Decisión CAN 816, como marco general de desarrollo para la iniciativa denominada SINEA. En ella se establecen condiciones para que la región andina pueda alcanzar un nivel de integración alto, mediante el establecimiento del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER), el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) y la figura de Coordinador Regional, el cual será designado por el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) entre los Operadores del Sistema o Administradores del Mercado de cada país, por un período de dos años calendario, designación que será rotativa y seguirá el orden alfabético de los países interconectados.

Queda entonces claro que los países de la región andina tienen ya un camino recorrido en el marco de la CAN, desde el establecimiento del “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, que ha permitido incorporar las lecciones aprendidas de las primeras interconexiones eléctricas en la región, estando dadas las condiciones para la implementación del esquema de armonización regulatoria para la integración eléctrica regional SINEA con el respaldo de la Decisión CAN 816 de 2017.

Modelo de Inversión

Para facilitar la identificación de los modelos de inversión que se han tenido en las interconexiones eléctricas entre los países de la CAN, primero se explicarán los dos esquemas de remuneración para los activos de transmisión de energía en Colombia, teniendo en cuenta que el concepto actual de dichos esquemas es extrapolable para el resto de la región. El primer esquema hace referencia a los activos de uso, los cuales corresponden a aquellos elementos de Sistema de Transmisión Nacional (STN) que son de uso común por parte de todos los agentes del mercado, y el segundo esquema hace referencia a los activos de conexión, los cuales corresponden a los activos construidos para que un agente particular (uso exclusivo), generador, gran consumidor, transportador regional o distribuido local se conecte al STN.

En el caso de los activos de uso el esquema de remuneración es siempre regulado, diferenciando que los activos construidos al 30 de marzo de 1999 cuentan con un retorno de la inversión que garantiza la reposición de los activos, más un reconocimiento de los costos de

administración, operación y mantenimiento (AOM), mientras que los activos de transmisión de energía construidos posterior a la fecha mencionada, cuentan con un ingreso en función de las condiciones del proceso licitatorio realizado por la UPME y mediante el cual un agente transmisor resultó adjudicado. De manera complementaria, se tiene que en el caso de los activos de conexión, los ingresos se dan en función de la negociación entre el transportador nacional y el agente interesado en conectarse al sistema.

Ambos esquemas mencionados, uso y conexión, son aplicables tanto para viabilizar el modelo de inversión, como para viabilizar el esquema de remuneración de las interconexiones eléctricas internacionales. Sin embargo, de acuerdo con su definición, el esquema de conexión para la interconexión eléctrica entre países parte de la aceptación tácita de una evaluación económica (en la medida que los países avalaron la decisión de inversión pero dejaron su ejecución en manos de un promotor) y se concentra en su viabilidad a través de un ejercicio de viabilidad financiera (proyección de los ingresos que permite recuperar el valor de la inversión).

En la interconexión eléctrica entre países que son o que han sido miembros de la CAN se han tenido ambos modelos de inversión; en el caso de las interconexiones entre Colombia y Venezuela, el modelo utilizado fue el de activos de conexión, mientras que para las interconexiones entre Colombia y Ecuador, así como entre Ecuador y Perú el esquema utilizado ha sido el de activos de uso. En relación con el modelo de activos de conexión para las interconexiones eléctricas, en el marco de la CAN, algunos autores califican las experiencias operativas y regulatorias como no positivas, ya que bajo este modelo se presentan una serie de desventajas que se listan a continuación:

- “Conflictos con el criterio de libre acceso a la red, distorsiones en cuanto a la competitividad de los recursos, dificultades en el desarrollo y expansión de las interconexiones e impedimentos para establecer un mercado de corto plazo competitivo.
- A pesar de los acuerdos operativos, se ha identificado la ausencia de reglas claras para una operación coordinada y para la prestación de los servicios necesarios para operar los sistemas (servicios auxiliares).
- La estructura de costos a ser utilizada en los despachos ha sido confusa, por lo tanto se ha recurrido a la realización de contratos.
- No han existido incentivos para cumplir los intercambios programados.
- Se han presentado acuerdos bilaterales entre agentes con interpretaciones propias de las reglas y las restricciones del sistema, y no se han definido acuerdos comerciales que optimicen el uso de las interconexiones y que aseguren una adecuada rentabilidad para sus propietarios.
- La estructura de costos de las interconexiones internacionales en las fronteras no han hecho competitivos los intercambios internacionales” (Arango, 2005, p. 23).

Tratamiento Económico

En el caso de las interconexiones que se viabilizaron bajo el modelo de activos de uso, la remuneración de los activos no depende del flujo de potencia transmitida; estos son remunerados por la demanda mediante una tarifa estable que asume el usuario final de acuerdo con la porción de la red de interconexión que se encuentra en su territorio (el tramo de línea en

territorio nacional se suma a la base de activos del sistema nacional y se lleva a la demanda a través de un cargo estampilla).

Adicionalmente, la metodología para el cálculo de los costos de transmisión se hace bajo la premisa de que cada país es responsable por la construcción y remuneración de los activos que queden dentro de sus fronteras. De acuerdo con esto, la asignación del costo de la inversión se hace en cada país en función del costo de inversión de los activos instalados en su territorio y se convierte en tarifa a los usuarios finales según la normatividad vigente en cada país.

Para el caso de las interconexiones que se viabilizaron bajo el modelo de activo de conexión, la remuneración se da en función de los ingresos recibidos de acuerdo con la negociación acordada entre el propietario de los activos de transmisión y el agente interesado en hacer uso de la línea que interconecta los países.

2.4. Región africana

Cada una de las Comunidades Económicas Regionales (REC) presentes en África ha creado una agencia especializada para promover la integración eléctrica de sus mercados, dentro de las cuales se destaca la agencia SAPP perteneciente a la SADC, gracias a tener la mayor capacidad de potencia instalada, la cual ha venido aumentando significativamente, ubicándose en 62.859 MW al cierre del 2016. Adicionalmente, a pesar que en general los intercambios internacionales de electricidad en África son bastantes bajos, el SAPP se encuentra en un nivel mayor de evolución respecto a las agencias de los otros 4 mercados africanos, dado que:

- SAPP tiene el mayor porcentaje de intercambios internacionales de electricidad, con un 7.5% de transacciones respecto a su capacidad instalada, seguido por WAPP con 6.9%, COMELEC con 6.2%, EAPP con 0.4% y por último CAPP con 0.2%.
- SAPP es el mercado con mayor número de contratos bilaterales o multilaterales firmados entre sus países miembros, con 28 contratos para el intercambio de electricidad.
- Entre los 5 mercados, SAPP es el único que cuenta con una armonización regulatoria en función de regulaciones y reglas acordadas para todo el mercado, mientras que la EAPP, CAPP y COMELEC aún se encuentran en la etapa de diseño de este proceso. La WAPP por su parte, si bien ya tiene unas reglas acordadas para el mercado, aún se encuentra en proceso de oficialización de las mismas (Igbinovia y Tlusty, 2015).

Teniendo en cuenta el nivel de evolución de las agencias especiales designadas por cada una de las Comunidades Económicas Regionales de África para promover su integración eléctrica, a continuación se analizan los 3 elementos del marco regulatorio solo para el SAPP, ya que ésta además de evidenciar el mayor nivel de evolución, también presenta el mayor nivel de integración eléctrica, ubicándose en un nivel medio, pues a pesar de no contar con un único operador regional, cuentan con tres operadores que se dividen la operación de todos los países de sus mercado y coordinan entre ellos el despacho con el fin de tener transacciones horarias que optimicen los recursos energéticos de los países.

Armonización

Dado el rol dominante de Sudáfrica en este mercado al ser la única potencia entre los países que conforman esta región, no fue posible que se dieran avances significativos del SAPP hasta que Sudáfrica ingresó como miembro de la SADC (por sus siglas en inglés *Southern African Development Community*), de hecho, solo hasta después de tener el primer gobierno democrático en Sudáfrica en 1994, se logró en 1995 la firma del Memorando de Entendimiento

por parte de todos los países miembros de la SADC para respaldar los intercambios internacionales de electricidad en la región (ICA, 2011).

Posterior a la conformación del SAPP, se firmó el Protocolo de Maseru en agosto de 1996, con el objetivo de asegurar que las políticas energéticas regionales estuvieran alineadas con las políticas generales y programas de la SADC, Algunos lineamientos de este protocolo son:

- Promover el intercambio de electricidad y potencia del mercado.
- Promover la integración de la planeación de las fuentes de generación para aprovechar las ventajas de las economías de escala, optimizar la inversión y compartir los beneficios.
- Promover la estandarización de reglas y procedimientos relevantes para la generación, transmisión y distribución de electricidad dentro de la región.

Este protocolo fue complementado en 2007 con la firma de otro Memorando de Entendimiento, liderado esta vez por el SAPP para formalizar los acuerdos regulatorios de operación entre todas las empresas del sector eléctrico, acuerdos que fueron inspirados en los contratos bilaterales y multilaterales ya existentes al momento de creación del SAPP (ICA, 2011) y que representan la columna vertebral de su armonización regulatoria. Así mismo, la Asociación Regional de Reguladores de Electricidad (RERA, por sus siglas en inglés *Regional Electricity Regulatory Association*), la cual fue conformada en el 2002 como una asociación formal de los reguladores de electricidad de los países miembros de la SADC, tuvo un rol clave para llegar al memorando del 2007, ya que a la RERA se le destinó la misión de facilitar la armonización regulatoria de las políticas, legislaciones, estándares y prácticas para la operación del mercado de energía eléctrica de la región.

Modelo de inversión

Las interconexiones eléctricas entre países del SAPP han correspondido en su gran mayoría a contratos bilaterales o multilaterales entre empresas de servicios públicos del sector eléctrico de los diferentes países miembros. En estos casos, las empresas de servicios públicos son las propietarias de los activos, ya que han sido financiadas por privados, como por ejemplo, por empresas mineras cuyo interés era aprovechar los recursos de los países vecinos para asegurar un suministro confiable y seguro de energía eléctrica. Luego de la conformación del SAPP, los nuevos proyectos de transmisión de energía entre países que no se dan como consecuencia de la necesidad de un privado, se han desarrollado a demanda de Sudáfrica, mediante Alianzas Publico Privadas (APP) con Eskom, empresa de servicios públicos sudafricana (ICA, 2011), siendo entonces las APP el esquema de desarrollo que comúnmente se ha utilizado en este mercado.

Como consecuencia del rápido crecimiento que han tenido los intercambios internacionales de energía en el SAPP, esta entidad espera que las próximas necesidades de inversión en la región, tanto para generación como para transmisión de energía puedan darse mediante concesiones financiadas por privados y respaldadas por los actuales activos del SAPP o mediante proyectos avalados financieramente con base en costos marginales de largo plazo. Sin embargo, para que lo estimado por SAPP pueda darse y se atraiga la inversión privada a la región, será necesario trabajar arduamente en la recuperación de los estados financieros de las empresas de servicios públicos de los países miembros, las cuales según estudios realizados por RERA, presentan en la mayoría de casos rendimientos financieros bajos o negativos, y han logrado sobrevivir a costa de subsidios provenientes de los impuestos pagados por los contribuyentes (ECA, 2009).

Tratamiento económico

En el SAPP existió un Mercado de Corto Plazo, STER (por sus siglas en inglés *Short Term Energy Market*) desde el 2001, el cual se basaba en la cantidad de potencia y la distancia entre el comprador y el vendedor de energía. Este sistema fue reemplazado en el 2009 por un sistema transaccional conocido como Mercado del Día Siguiendo – DAM (por sus siglas en inglés *Day Ahead Market*), el cual a pesar de ser un sistema enfocado a promover la competitividad, no ha sido usado aún con tanta frecuencia como los contratos bilaterales, situación que se seguirá presentando hasta que se tenga un completo entendimiento del DAM por parte de todos los países miembros y además se tenga claro como operará el mercado y como se afectarán los contratos bilaterales de largo plazo pre-existentes cuando entre en total funcionamiento el nuevo sistema para el cálculo del precio de energía.

En todo caso, como consecuencia de que los intercambios internacionales de electricidad en el SAPP han estado dominados por contratos bilaterales o multilaterales, con 28 contratos vigentes en la actualidad, las tarifas pagadas por los usuarios son bastante bajas, ya que gran parte de la infraestructura del SAPP relacionada con dichos contratos existía desde antes de su conformación y el retorno de la inversión ya se había dado a sus propietarios totalmente o en buena parte. Lo anterior, gracias a las remuneraciones que los propietarios de los activos recibieron antes de la conformación del SAPP por parte de los inversionistas privados que financiaron las interconexiones entre países.

A partir de los casos analizados en este capítulo 2, puede concluirse entonces que posterior a la formalización de la voluntad política y compromiso de los países, el siguiente paso desarrollado en las integraciones eléctricas exitosas, ha sido el establecimiento de reglas en el marco de una armonización regulatoria. En contraste con lo anterior, los casos en los cuales se realiza la construcción del proyecto de interconexión sin haber definido previamente las reglas bajo las cuales operará el enlace, terminan presentándose dificultades en el mediano o largo plazo, tal como se vive actualmente en la interconexión entre Colombia y Venezuela o entre México y Guatemala.

Adicionalmente, también se evidenció que no existe un único esquema de armonización regulatoria que permita viabilizar los proyectos de integración eléctrica regional, ya que cada región debe buscar la solución que mejor se acomode a sus necesidades particulares, teniendo en cuenta además que no todas las regiones necesitan, ni pueden llegar a un mismo nivel de integración. Esto es claro al comparar SIEPAC y SINEA, donde el primero de ellos estableció un mercado superpuesto a los mercados nacionales existentes, y creó la figura de un operador regional que coordina con los operadores nacionales, mientras que en SINEA la armonización regulatoria se ejecuta sobre la base de un despacho coordinado (sin necesidad de crear un nuevo mercado) y la coordinación de la operación se rota periódicamente entre los operadores nacionales (sin necesidad de crear un operador regional).

Complementariamente, a partir de lo analizado en este capítulo también puede concluirse que el modelo de inversión más usado en los procesos exitosos de integración eléctrica, es el modelo de ingresos regulados, ya que en este modelo se considera una evaluación económica que estima el impacto de los proyectos en el bienestar social. Por último, en cuanto al tratamiento económico, se encontró que comúnmente se utiliza la regulación local para la remuneración y el esquema tarifario, lo cual conlleva a que la aceptación de un tratamiento económico diferente en cada país interconectado, es una alternativa viable.

III. IMPACTO DE LA INSERCIÓN DE NUEVAS FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN LOS ANÁLISIS ECONÓMICOS DE LOS PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Existen diversos estudios que abogan por la necesidad de desarrollar intercambios energéticos para una eficiente integración de la energía renovable intermitente (European Commission, 2015). Estas redes permiten desarrollar el potencial eólico *offshore* y solar de áreas remotas, además de permitir la integración de estas fuentes variables. La utilización de interconexiones entre regiones y entre países, aportan flexibilidad al sistema a través de la integración de fuentes renovables y fuentes no renovables, que son complementarias. Además, esta integración permite una complementación de producción energética en diferentes husos horarios y en diferentes regiones (IRENA, 2016).

Esta misma opinión es compartida por la *Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization* (GEIDCO), que es una organización no gubernamental y sin fines de lucro, cuyo objetivo es promover el desarrollo de sistemas de Interconexión de Energía Global (GEI, por su siglas en inglés *Global Energy Interconnection*) para atender la demanda mundial de manera sostenible, según lo definido por el programa *Sustainable Energy for All* de las Naciones Unidas (estrategia definida para alcanzar las metas acordadas en el tema energía dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible). De acuerdo con la visión estratégica de la organización, el desarrollo de las redes globales se dará de la siguiente forma (GEIDCO, 2017):

- Horizonte para 2020: refuerzo en la red doméstica de cada país, mejorando la capacidad e inteligencia de los sistemas. La capacidad de intercambio transnacional y transcontinental corresponderá al 5% del consumo de electricidad global.
- Horizonte hasta 2030: promoción de la construcción de los principales canales de interconexión intercontinentales, con el objetivo de optimizar la asignación de energía renovable a gran escala ya través de grandes distancias. Es necesario también el desarrollo del aparato regulatorio y de los mercados de electricidad para estos intercambios energéticos. La capacidad de intercambio transnacional y transcontinental corresponderá al 10% del consumo de electricidad global.
- Horizonte hasta 2050: construcción de la red backbone HVDC, permitiendo integración transnacional y transcontinental. La capacidad de intercambio transnacional y transcontinental corresponderá al 30% del consumo de electricidad global.

Por otro lado, la tendencia de los nuevos polos energéticos es el aprovechamiento del potencial renovable, el cual no se distribuye uniformemente entre las regiones del mundo. Este es el caso, por ejemplo, de la creación de polos energéticos para el desarrollo del potencial eólico *onshore* (Oeste de China) y *offshore* (Norte de Europa), o en nuestro caso, el potencial *onshore* en el norte de Colombia o el sur de Argentina, y el potencial solar en regiones desérticas como el desierto de Atacama en el norte de Chile.

Las interconexiones permitirán desarrollar el potencial de regiones con mejor factor de capacidad y desarrollar una infraestructura de menor costo debido a la reducción en el costo de inversión de la generación por la economía de escala. De acuerdo con esto, la solución a los polos energéticos es la construcción de una red de transmisión que atienda a múltiples regiones. En este caso es necesario identificar si la reducción del factor de capacidad de estas múltiples

regiones es compensada por el efecto sinérgico de una cartera con fuentes en diferentes ubicaciones, lo que reduce los costos con reserva del sistema y necesidad de respaldo.

Visto de esta manera, es evidente que existen variables adicionales derivadas de la inserción de nuevas fuentes de energía renovables no convencionales que se materializan en la medida que esta generación pueda ser incorporada al sistema, para lo cual son fundamentales las interconexiones. Por lo tanto deberían ser consideradas en los análisis económicos de los nuevos enlaces, las siguientes variables:

- Impacto en la economía global de una eficiente integración de la energía renovable intermitente.
- Impacto en términos de desarrollo y crecimiento sostenible de las metas acordadas en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (acceso universal a energía limpia no contaminante, eficiencia energética, energía renovable).
- Reducción de los costos de inversión en infraestructura (generación y transmisión nacional y regional) y aumento de la confiabilidad de suministro.
- Reducción de emisión de gases de efecto invernadero (por la sustitución de generación convencional basada en combustibles fósiles por fuentes renovables no convencionales).

En la medida que estos beneficios puedan ser incorporados en los análisis económicos globales, será más probable justificar su viabilidad y ejecución desde el punto de vista del país y de la región, y los usuarios no deberían tener objeción a participar en su remuneración (con base en los esquemas regulatorios locales, tal como se describió en la sección anterior) porque el beneficio total (para el país y los consumidores) excederá el valor de la inversión. Por otra parte, y como vinculación al capítulo 1, los gobiernos y autoridades deben ser conscientes de estos beneficios y de la potencialidad de las soluciones para confirmar su apoyo, voluntad y compromiso, y por esta vía generar los esquemas regulatorios que permitan materializar las soluciones, tal como fue tratado en el capítulo 2.

IV. CASO DE ESTUDIO: PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ

Este último capítulo del trabajo pretende utilizar como insumo los resultados de los tres capítulos anteriores para analizar el proceso de viabilidad del proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, e identificar los elementos claves que podrían ayudar a mejorar sus condiciones de desarrollo

4.1. Alcance de la interconexión eléctrica Colombia-Panamá

Este proyecto se encuentra en fase de viabilidad (ejecución de estudios técnicos y ambientales, y revisión de esquemas de desarrollo), comprende la construcción de una línea de transmisión que uniría las subestación Panamá II en territorio panameño y la subestación Cerromatoso en territorio colombiano. La línea de transmisión en corriente directa - HVDC (por sus siglas en inglés *High Voltage Direct Current*), tendría una tensión de ± 300 kV, una capacidad de transmitir una potencia de 400 MW y una longitud aproximada de 500 km, de los cuales 130 km corresponderían a un tramo submarino, el cual partiría en cercanías de Necoclí,

llegando a territorio panameño en el sitio conocido como Mulatupu, localidad de la comunidad indígena de Guna Yala, como se visualiza a continuación (figura 1).



Figura 1. Posible trazado de línea de transmisión entre Colombia y Panamá

Fuente. Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá (2016)

4.2. Papel de las instituciones gubernamentales y los organismos regional

Con la ejecución de las obras del proyecto SIEPAC y la creación del Mercado Eléctrico Regional en América Central (MER), se busca incrementar la eficiencia en el abastecimiento regional de energía, mejorar la competencia y seguridad del suministro y viabilizar el desarrollo de la red de transmisión regional para promover los intercambios de energía eléctrica, mejorando la seguridad operativa y cumpliendo criterios de calidad y confiabilidad.

Afín a esta iniciativa, que es del interés de la banca multilateral y de los gobiernos de la región, la interconexión entre Colombia y Panamá constituye un paso fundamental hacia la consolidación regional, a través del fortalecimiento de las conexiones físicas entre los países. El desarrollo de este proyecto representa la integración de la Región Andina con Centroamérica, con el propósito de optimizar los recursos disponibles en toda la región y beneficiar así a los usuarios de los sistemas

Según lo establecido en el Acta de Intención suscrita por los Presidentes Uribe y Torrijos en el año 2008, el esquema definido para la ejecución del proyecto fue como activo de conexión, a riesgo (sin remuneración directa por parte de la demanda). La justificación para esta decisión fue la dificultad de optar por un esquema de uso de la red que habría requerido en ese momento acuerdos binacionales para asegurar una coordinación en la planificación de las obras (acuerdos que no existían para esa fecha, y que se anticipaba podrían tomar mucho tiempo para su materialización) y el hecho de contar en ese momento con un promotor de proyecto que ya venía adelantando todos los estudios técnicos y ambientales para su viabilidad y desarrollo, y estaba dispuesto a asumir su ejecución a riesgo.

4.3. Marco regulatorio aplicado para la interconexión Colombia Panamá

Para garantizar el libre acceso de los agentes del mercado de cada país a la capacidad de transmisión del enlace, y para su óptima utilización, se acordó el desarrollo de un esquema de intercambios de corto plazo a través de un despacho coordinado (a cargo de los operadores de los sistemas de Colombia y Panamá) y un proceso de asignación de los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión –DFACI- para las transacciones de largo plazo (mediante un esquema de subasta pública). Como se puede observar, este esquema presenta

bastante afinidad con el esquema TIE explicado para el SINEA, promovido a partir de la interconexión entre Colombia y Ecuador. La única diferencia por supuesto se encuentra en el modelo de negocio: activo de conexión y no de uso.

Los reguladores emitieron en 2011 la normatividad básica del esquema armonizado binacional Colombia-Panamá, consistente con la regulación regional (MER), buscando optimizar el uso de la línea. Además, el regulador de Panamá modificó en 2012 las Reglas de Compra en ese país para permitir que en los Actos de Concurrencia para la contratación de la Potencia y/o Energía para el abastecimiento de los Clientes de las Empresas de Distribución Eléctrica, participen Agentes Regionales o Agentes del MER (en virtud del Tratado Marco y sus protocolos) y Agentes de Interconexión Internacional.

Como se observa, más que generar una regulación nueva y específica, los reguladores acordaron un esquema armonizado, compatibilizando definiciones en cada lado para asegurar la viabilidad de las transacciones. Esto fue posible, dada la afinidad entre los esquemas regulatorios de cada país, como muy bien lo sintetiza REI (REI, 2008), quien realizó un análisis comparativo de los principios fundamentales, el marco institucional, el mercado de energía mayorista y la transmisión de energía en ambos países, concluyendo lo siguiente:

- El marco regulatorio para la integración regional es más avanzado en Panamá que en Colombia, no obstante del importante avance dado por la CAN con los principios y lineamientos establecidos en la Decisión 816 de abril de 2017, el MER (del cual hace parte Panamá) es un mercado más desarrollado, en ejecución y con mayores provisiones en términos de reglamentación, transacciones y servicios.
- Los principios generales establecidos en el marco regulatorio nacional de cada país son bastante similares, tanto en Colombia como en Panamá se fomenta la competencia y está permitido el libre acceso a la redes de transmisión por parte de los agentes del mercado siendo la única gran diferencia que en Panamá no existe de manera independiente la actividad de comercialización de energía
- Tanto en Colombia como en Panamá se considera un ingreso regulado para los activos de uso (tipo *revenue-cap*), aunque difieren en el esquema definido para la expansión del sistema de transmisión de energía. En Panamá, ETESA es el transportador nacional, responsable de expandir la red de acuerdo con un Plan de Expansión aprobado por el regulador, mientras que en Colombia la expansión se da como consecuencia de un proceso licitatorio definido por la UPME, quien además de elaborar el plan de expansión, adjudica el proyecto al agente transmisor que resulte ganador por cumplir con los requerimientos técnicos, jurídicos y solicitar el menor valor de remuneración anual.

4.3.1. Armonización Regulatoria

Si bien en el pasado algunas interconexiones internacionales en la región se han logrado viabilizar sin el requerimiento previo de un tratado marco o un acuerdo comercial, tal como la primera interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador, la situación actual de la interconexión entre Colombia y Panamá muestra que para garantizar una integración eléctrica bilateral de manera efectiva, ágil y sin reprocesos, es altamente recomendable formalizar el compromiso y la voluntad política entre las partes. Lo anterior, teniendo en cuenta que entre Colombia y Panamá no se tiene un tratado marco vinculante que permita viabilizar el proyecto de interconexión y futura integración regional.

Teniendo como insumo la información recopilada de las experiencias de interconexiones e integraciones eléctricas en diferentes regiones, a continuación se proponen 4 alternativas que podrían contribuir a maximizar el aprovechamiento económico de la interconexión:

- Alternativa 1: Integración de Colombia al MER.

El punto de partida de viabilidad de esta alternativa se da a partir de lo establecido en el artículo 38 del Tratado Marco de Integración Eléctrica de Centroamérica, el cual abre la posibilidad para que otros Estados americanos hagan parte de este acuerdo Supranacional. Específicamente para esta alternativa, REI (REI, 2008) plantea las siguientes tres variantes:

- Variante A: Integración de Colombia al ámbito de intercambios del MER a través de un enlace extra regional, habiéndose habilitado los agentes colombianos como participantes extranjeros en Panamá;
- Variante B: Integración de Colombia al ámbito de intercambios del MER a través de un enlace extra regional, habiéndose habilitado los agentes colombianos directamente como agentes externos en el MER mediante un acuerdo bilateral Colombia – MER.
- Variante C: Integración de Colombia al ámbito de Intercambios del MER con adhesión de Colombia al Tratado Marco como País Miembro (figura que en 2008 fue considerada y descartada por el tiempo que podría tomar el proceso).

Las anteriores variantes están listadas en orden de dificultad en cuanto a los esfuerzos requeridos para su implementación, siendo la Variante A la que podría llegar a requerir menor volumen de gestión y modificaciones a la regulación de ambos países, pero a su vez la más limitada en términos del propósito final de permitir configurar una integración regional y un mercado supranacional.

- Alternativa 2: Que se utilice el Proyecto Mesoamérica (PM) como marco jurídico para formalizar la voluntad política de los países.

El PM constituye un espacio político de alto nivel, cuyo objetivo es articular esfuerzos de cooperación económica e integración regional. Este proyecto se encuentra conformado desde el 2001 por Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, México, Panamá, y desde el 2006 por Colombia, quien ingresó con el principal interés de impulsar la interconexión energética de Colombia como parte del corredor energético Mesoamericano (MEDINA, 2009).

Adicionalmente, el PM ha planteado como uno de sus principales objetivos, el facilitar la gestión y ejecución de proyectos orientados a la extracción de recursos naturales en Mesoamérica, además de liderar la Iniciativa Energética Mesoamérica, a partir de la cual ya se han materializado importantes logros como la reactivación de acuerdos necesarios para complementar los acuerdos entre los seis países de SIEPAC y de esta manera reestructurar el financiamiento del proyecto, además de fomentar la planeación de la interconexión entre México y Guatemala. Tiene entonces sentido plantear que el PM puede ser el escenario mediante el cual Colombia y Panamá formalicen un acuerdo binacional que concrete la interconexión eléctrica entre ambos países y abra las puertas a la integración de Mesoamérica y la Región Andina.

- Alternativa 3: Integración de Panamá a la CAN.

Según los artículos 136 y 137 del Acuerdo de Cartagena, la incorporación de Panamá a la CAN es jurídicamente posible, teniendo en cuenta que en todo caso esta adhesión estaría sujeta a la adopción de la Decisión del Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores que acepte a Panamá como adherente de la CAN. Adicionalmente, se requeriría también que mediante esta Decisión u alguna otra similar, Panamá aceptase la vinculación a la Decisión 816.

Lo anterior podría llegar a ser viable teniendo en cuenta que Panamá ha mostrado interés desde 1988 en pertenecer a la CAN, argumentando que su vocación suramericana sigue siendo importante para el país bolivariano. En 2007, el entonces presidente panameño, Martín Torrijos avanzó en la incorporación a este bloque económico, queriendo potencializar las facilidades del país en temas de reexportación, distribución y turismo. Cabe aclarar, que la balanza comercial con Ecuador es significativamente importante, aspecto que sirvió en la justificación del acuerdo de diálogo político y de cooperación, suscrito en Nueva York entre la CAN y el país centroamericano. Sin embargo, hasta la fecha Panamá no se ha convertido en un país miembro asociado de la comunidad.

De los países pertenecientes a la CAN, el único que tiene un acuerdo bilateral con Panamá es Colombia, registrado como AAP.A25TM N° 29, suscrito en 1993, el cual continua vigente. Este acuerdo iba a ser reforzado con la entrada de un TLC entre ambas naciones, pero se encuentra suspendido desde el 2013, después de cuatro años de negociaciones, lo cual requiere materializarse para poder llevar a feliz término la inclusión de Panamá a la CAN, teniendo en cuenta que esta inclusión puede otorgarse a países que hayan acordado con alguno de los Países Miembros de la Comunidad Andina un tratado de libre comercio, tal como lo establece el Artículo 136 del Acuerdo de Cartagena. Lo anterior, sumado a que Panamá se acoja a la decisión 816, permitiría impulsar la interconexión, al facilitar el establecimiento de reglas armonizadas.

- Alternativa 4: Incorporación de Panamá a la Alianza del Pacífico (AP), pasando de ser un país observador, a un país miembro.

La Alianza del Pacífico es una iniciativa de integración regional conformada por Chile, Colombia, México y Perú, oficialmente creada el 28 de abril de 2011, que incluye entre sus objetivos construir un área de integración para avanzar hacia la libre circulación de bienes, servicios, capitales, personas y economía, así como convertirse en una plataforma de articulación política, integración económica y comercial, con énfasis en la región Asia-Pacífico (AP, 2017):

Adicionalmente, durante la vigencia de esta Alianza se han incentivado las iniciativas de interconexión eléctrica por parte de los países miembros, de tal manera que si Panamá pasase de ser un país observador a un país miembro, la AP podría ser otra alternativa de marco jurídico para formalizar la voluntad política de ambos países, aunque debe reconocerse que esta Alternativa representa un mayor grado de dificultad que las ya mencionadas, principalmente por dos razones. La primera es que de acuerdo con los lineamientos de la AP, para que un país observador, en este caso Panamá, pueda solicitar la adhesión a esta iniciativa, se requiere que tenga Tratado de Libre Comercio (TLC) con al menos la mitad de los Estados Parte, y considerando que en la actualidad Panamá solo tiene TLC con Chile, mas no con Colombia, México ni Perú, el siguiente

paso sería el establecimiento de un TLC con alguno de estos tres países, viéndose más probable que esto se diera con Colombia o con México, ya que con estos dos, Panamá cuenta con acuerdos parciales de comercio para bienes y servicios. La segunda es que la AP no ha concebido aún un esquema de transacciones de energía entre sus países, de manera que después del ingreso de Panamá a la AP, aún quedaría un gran camino por recorrer asociado a la armonización de reglas entre SIEPAC y SINEA.

Vale la pena resaltar que todas las alternativas mencionadas han sido planteadas con un enfoque de integración regional, que permita el máximo aprovechamiento económico de la interconexión, es decir, alternativas que permitan alcanzar un nivel de madurez alto en cuanto a integración eléctrica. Sin embargo, es posible que la interconexión también pudiera concretarse como una interconexión de nivel medio o bajo como un primer paso de integración, y luego en un futuro se continúe la gestión de ambos países para que esta interconexión llegase a ser la unión del MER y la CAN, como base para la configuración de un mercado suprarregional. En todo caso, incluso para la integración a un nivel de madurez bajo

o medio (tipo esquema coordinado), deben ajustarse algunos aspectos del modelo de inversión y el tratamiento económico de la interconexión, tal como se analiza en los siguientes apartes.

4.3.2. Modelo de Negocio

Independiente de la alternativa de armonización regulatoria que finalmente se acuerde para la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, puede plantearse que el modelo de inversión que con mayor probabilidad podría viabilizar esta interconexión, sería el considerar los activos de este proyecto como activos de uso dentro del marco regulatorio de ambos países. Como pudo verse en el capítulo 2, el esquema de desarrollo más común para las interconexiones eléctricas entre países es el asociado a los activos de uso en cada uno de los países intervinientes, ya que este esquema permite desarrollar una evaluación económica del proyecto, que justifique el pago del proyecto por parte de toda la sociedad en consideración a la totalidad de beneficios a obtenerse, mientras que el esquema de conexión solo dependerá de los beneficios asociados al modelo financiero (que normalmente corresponden a las rentas de congestión derivadas de la diferencia del costo de energía entre ambos países).

Esta recomendación no implica necesariamente que deba excluirse totalmente la utilización del modelo de los activos de conexión en la viabilidad del proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, sino que para poder alcanzar un análisis económico favorable, se le debe dar mayor peso a los activos de uso que a los activos de conexión en relación con la totalidad de activos que conformarán el proyecto. De acuerdo con lo planteado pueden darse las siguientes dos opciones para el Modelo de inversión:

- Opción 1: Modelo de Inversión conformado en su totalidad con activos de uso

Considerando que el proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá ya ha sido incluido dentro de los escenarios y simulaciones eléctricas y energéticas que dan lugar a los Planes de Expansión de ambos países, esta opción implicaría que los responsables de la planeación de la expansión de la transmisión (ETESA por parte de Panamá y la UPME por parte de Colombia), realizaran una coordinación previa para confirmar a través de sus evaluaciones el beneficio del proyecto, y acordaran su ejecución por tramos, definiendo la responsabilidad de su ejecución en cada país (atendiendo las normativas nacionales).

- Opción 2: Modelo de Inversión conformado por un combinación de activos de uso más activos de conexión

Admitiendo que en todo caso la diferencia de costos marginales entre los países activa un valor de rentas de congestión (que aunque no cubrirá el total de la inversión si puede ser importante), y que existe una complejidad técnica por la imposibilidad de definir un punto fronterizo de conexión entre las redes de ambos países ya que los sistemas van a estar integrados a través de un cable marino que debe ser continuo, cabría la opción de pensar en una opción combinada de uso y conexión. Los tramos terrestres se ejecutarían como activo de uso en cada país, atendiendo la normatividad establecida, y a diferencia del tramo aéreo, el tramo submarino se estructuraría mediante la figura de activo de conexión, el cual estaría bajo la responsabilidad del actual promotor del proyecto con el mismo esquema que inicialmente se había concebido para la totalidad del proyecto, es decir, conexión a riesgo.

4.3.3. Tratamiento Económico

La remuneración que han de recibir los propietarios de los activos de la interconexión, así como las tarifas que han de pagar los usuario de la redes, se describen a continuación para cada una de las dos opciones planteadas para el Modelo de Inversión.

- Opción 1: Modelo de Inversión conformado en su totalidad con activos de uso

En concordancia con la definición previa, la remuneración que recibirían los inversionistas (ETESA por el lado panameño como Transportador Nacional y el inversionista seleccionado por la UPME a través de una convocatoria pública en Colombia), estaría definida según la normatividad de cada país: valor de la inversión anualizado y anualidad de ingreso presentada en la convocatoria pública, respectivamente). La asignación de costos de la interconexión se haría proporcionalmente en cada país en función de los activos instalados en cada territorio. Luego, la tarifa a pagar por los usuarios sería calcula de acuerdo con la regulación pertinente en cada país (REI, 2008).

- Opción 2: Modelo de Inversión conformado por una combinación de activos de uso más activos de conexión

En cuanto a los activos de uso (que representarían la mayor proporción de esta opción 2), se tendría la misma situación planteada en el numeral anterior (coordinación en la planificación, asignación de responsabilidad para su ejecución según regulación de cada país, al igual que la definición de la remuneración por parte de los usuarios). Y en cuanto a los activos de conexión, se mantendría el esquema ya acordado de asignación de la rentas de congestión al dueño del enlace, que se materializarían en función del uso de la línea.

4.4. Impacto de la inserción de nuevas fuentes de energías renovables no convencionales en el análisis económico del proyecto

En términos generales, el sector eléctrico colombiano no ha sido proclive a impulsar la generación a partir de fuentes de energías renovables no convencionales, dado que el país posee un bajo nivel de emisiones de carbono en comparación con otros países de la región (debido a que entre un 70 y 80% de la energía eléctrica es generada con base en recursos hidráulicos); además, la generación no depende mayormente de recursos energéticos importados y, finalmente, se tiene capacidad instalada y en desarrollo para cubrir la demanda de energía

proyectada en el mediano plazo. Sin embargo, las tendencias en reducción de costos de instalación, y la disminución de riesgos asociados a las energías renovables no convencionales han llevado a la UPME a considerar este tipo de fuentes para complementar la matriz energética del país, tal como lo menciona en su documento de Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia (UPME, 2015), en el cual se describen las siguientes motivaciones como argumentos para la promoción que se le ha venido dando a este tipo de fuentes de energía, especialmente a la generación de energía eólica:

1. Disminución de riesgos asociados a la energía hidroeléctrica: Análisis recientes demuestran que como consecuencia del cambio climático, la vulnerabilidad a las sequías (fenómeno del niño) se seguirá presentando y cada vez con mayor intensidad, por lo cual la energía eólica es una alternativa para disminuir los riesgos de desabastecimiento energético.
2. Control del aumento de precios de energía: La UPME ha visto en la energía eólica la posibilidad de incrementar el número de actores en el mercado de energía mayorista, y de esta manera crear presión a la baja de los precios de energía.
3. Oportunidad de desarrollo económico: Tomando como ejemplo casos reales de China o Sudáfrica, la incorporación de las energías renovables no convencionales constituye un mecanismo importante para el desarrollo de la economía nacional, teniendo en cuenta que los proyectos de generación de energía solar y eólica crean más empleos que los proyectos de generación hidráulica, mantienen en el largo plazo más empleos locales y adicionalmente, aumentan la competitividad internacional de la industria local.
4. Tendencia a la baja de precios de energía renovable: la reducción progresiva de los precios de las fuentes no convencionales constituye un gran incentivo para promover su inserción y desarrollo.

Por su parte, Panamá es un país en el que las energías no renovables a base de combustibles fósiles representan un porcentaje relevante de su matriz energética (cerca del 40% de su capacidad instalada), de manera que los beneficios de incorporar energías renovables no convencionales pueden tener aún más impacto que en el caso de Colombia. Panamá, a pesar de contar solo con vientos estacionales, encontró viabilidad para construir el parque eólico más grande de la región, el cual aporta 200 MW al sistema eléctrico y evita el uso de 145 mil barriles de petróleo al año, siendo este uno de los principales argumentos para que la Secretaría Nacional de Energía afirme que desarrollar políticas adecuadas para la generación de energías renovables no convencionales es uno de sus mayores objetivos.

El interés declarado de Colombia y Panamá por impulsar proyectos para el uso de fuentes renovables no convencionales en la generación de energía eléctrica, será un factor fundamental para apalancar la interconexión entre ambos países. Lo anterior va en línea con lo mencionado en el capítulo 3, donde se describió cómo el potencial *onshore* en el norte de Colombia va a requerir de las interconexiones que le permitan un desarrollo con mejor factor de capacidad y una infraestructura de menor costo (reducción en el costo de inversión de la generación por la economía de escala).

Adicionalmente, si se tiene dicha interconexión y posteriormente una integración regional entre SIEPAC y el SINEA, se tendrán también mayores posibilidades de que los parques eólicos de ambos países vendan excedentes de energía a otros países, lo cual es particularmente importante en el caso de la energía eólica, ya que esta no puede almacenarse (mientras exista viento se puede generar y atender demanda). De acuerdo con este planteamiento, la

interconexión permite crear un mercado de mayor dimensión al cual los parques eólicos podrían dirigir su generación, cuando esta no sea requerida en el mercado local.

El tener un círculo virtuoso entre las fuentes de energías renovables no convencionales y la integración eléctrica regional es coherente con lo planteado por la Comisión Europea en relación con el Diseño del Nuevo Mercado de Energía en Europa (European Commission, 2015) y por la CEPAL en su estudio de Integración Eléctrica en América Latina (CEPAL, 2013). Por su parte, la Comisión Europea plantea que en consideración a que uno de sus objetivos es incorporar de manera significativa las energías renovables dentro de la matriz energética europea, es necesario que este tipo de fuentes de energía puedan competir equitativamente con las fuentes de generación de energía convencionales, para lo cual se hace necesario aumentar el número de interconexiones eléctricas internacionales de manera que haya una migración hacia la igualdad de precios de energía en la región. Y por su lado, la CEPAL plantea que la generación con renovables no convencionales, particularmente la eólica, “pueden ser planificadas teniendo en cuenta las potencialidades de las interconexiones internacionales” (CEPAL, 2013, p.28).

Enlazando nuevamente con lo descrito en el capítulo 3, la interconexión Colombia Panamá es una palanca adicional para estimular el desarrollo de proyectos de generación con energía renovables no convencionales, de manera que en el análisis económico del proyecto de interconexión deberían incluirse variables relacionadas con el impacto en la economía global de una eficiente integración de la energía renovable intermitente, el impacto en términos de desarrollo y crecimiento sostenible de las metas acordadas en los Objetivos de Desarrollo Sostenible, la reducción de los costos de inversión en infraestructura (generación y transmisión nacional y regional), el aumento de la confiabilidad de suministro y la reducción de emisión de gases de efecto invernadero (por la sustitución de generación convencional basada en combustibles fósiles por fuentes renovables no convencionales).

Todo lo analizado como parte del caso de estudio interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, permite concluir que el desarrollo de este proyecto dejaría amplios beneficios para las sociedades de ambos países, así como para los demás países del SIEPAC y SINEA, ya que esta interconexión más que la posibilidad de realizar intercambios de energía eléctrica entre Colombia y Panamá, representa la posibilidad de realizar este tipo de transacciones entre dos mercados regionales, el conformado por los países de Centroamérica y el conformado por los países de la Comunidad Andina. Sin embargo, existen una serie de situaciones a resolver, las cuales podrían abordarse según las recomendaciones y planteamientos dados en este capítulo.

De acuerdo con lo anterior, deben enfocarse esfuerzos para viabilizar un acuerdo vinculante supranacional que incluya tanto a Colombia como Panamá, lo cual serviría como marco jurídico para la armonización regulatoria requerida, situación para la que se plantearon 4 posibles alternativas como parte de este capítulo. Adicionalmente, debe trabajarse en la definición del modelo de inversión que establecerá el esquema de propiedad de los activos del proyecto y el esquema de recuperación de la inversión para el inversionista que finalmente desarrolle el proyecto, lo cual, tomando como ejemplo los proyectos de integración analizados, podría llegar a ser un modelo de inversión bajo ingresos regulados o una combinación entre ingresos regulados e ingresos derivados de las rentas de congestión, ya que difícilmente, el proyecto logrará ser viabilizado bajo un modelo de conexión a riesgo. Finalmente, deberá establecerse el esquema para la remuneración del inversionista y para el cálculo de tarifas a cobrar a los usuarios finales, lo cual podría darse en términos generales de acuerdo con la regulación vigente en cada uno de los países a interconectar.

CONCLUSIONES

Los casos de integración eléctrica regional analizados muestran que este tipo de procesos se dan como resultado del trabajo continuo y coordinado de los gobiernos y las autoridades regulatorias, y se resalta además que en todos los casos exitosos siempre se ha contado con un tratado o acuerdo supranacional que hace las veces de marco jurídico para formalizar la voluntad política de las partes, abonando así el terreno para iniciar la tarea de armonización regulatoria que permita negociar las diferencias entre las regulaciones de cada país. Lo anterior puede verse en casos como el de Europa con el Tratado sobre la Carta de Energía, el de Centroamérica con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el de la Comunidad Andina de Naciones con el Acuerdo de Cartagena y las posteriores Decisiones CAN, y finalmente el caso del *Pool* de energía del Sur de África (SAPP) con sus dos Memorandos de Entendimiento.

Las integraciones energéticas buscan aprovechar de manera eficiente, sostenible y no discriminatoria los recursos energéticos disponibles en una región en beneficio de los usuarios finales de los mercados de electricidad involucrados, y en función de esto, el marco regulatorio para viabilizar la interconexión eléctrica internacional debe atender tres prioridades. La primera es definir el esquema para la armonización regulatoria para la integración eléctrica, con miras a una futura integración regional; la segunda es definir el modelo de inversión para la interconexión, es decir, bajo que esquema se dará el retorno de la inversión y como se definirá el esquema de propiedad de los activos, y la tercera es definir el tratamiento económico de la interconexión, lo cual corresponde a la definición de la remuneración a recibir por parte del inversionista y la tarifa a pagar por los usuarios finales de la red.

Los esquemas *merchant* para la remuneración de las interconexiones eléctricas internacionales, que dependen exclusivamente de los costos marginales y rentas de congestión, generalmente no alcanzan a proveer los ingresos suficientes para recuperar la inversión, ya que los costos marginales son inferiores a los costos medios, lo cual conlleva a la necesidad de tener un cargo adicional que permita asegurar el retorno de la inversión. Si bien en los casos de las interconexiones eléctricas internacionales analizadas se encontraron tanto modelos de inversión basados en activos de uso como modelos basados en activos de conexión, este último solo resulta financieramente viable en aquellos casos en los cuales las rentas de congestión sean lo suficientemente atractivas para un inversionista privado. Adicionalmente, en aquellos casos en los cuales se opte por el esquema de desarrollo basado en activos de uso, debe considerarse que para estimar los beneficios completos a obtenerse para las sociedades interconectadas, las evaluaciones económicas de los proyectos no deben valorar solo los beneficios principales que normalmente son considerados, sino también algunos otros adicionales como son la disminución de las pérdidas económicas a causa de demanda eléctrica no abastecida o apagones, la disminución de los impactos climáticos a partir de la generación de energía eléctrica, la atracción de la inversión privada, la mayor posibilidad de incluir generación renovable no convencional en el despacho, y el incremento del número de agentes y por ende de la competencia.

La integración eléctrica regional conlleva relevantes beneficios directos para los mercados de energía en términos de abastecimiento, suministro, confiabilidad, cantidad y calidad del fluido eléctrico. Sin embargo, no puede olvidarse que a partir de estos beneficios, la integración eléctrica regional lo que realmente persigue es el propósito superior de mejorar las condiciones económicas, sociales y ambientales de la sociedad, así como disminuir el impacto que tiene el

abastecimiento de energía en el cambio climático (en particular, por la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero). Lo anterior toma especial relevancia en el momento de evaluar las interconexiones eléctricas internacionales, ya que el entendimiento del total impacto positivo que estas representan para la sociedad y el medio ambiente, permite migrar hacia marcos regulatorios con reglas y esquemas de remuneración enfocados a viabilizar el desarrollo de los proyectos.

Se evidencia un alto nivel de similitud entre el marco regulatorio nacional en Colombia y en Panamá, sin embargo también es claro que existen grandes diferencias en relación con el marco regulatorio regional al cual actualmente pertenecen ambos países, lo cual representa uno de los principales obstáculos a vencer para viabilizar su interconexión eléctrica. Como posible solución a esta situación, se han planteado 4 alternativas de armonización regulatoria que podrían contribuir a maximizar el aprovechamiento económico de la interconexión: Alternativa 1, Integración de Colombia al MER, Alternativa 2, Utilización del Proyecto Mesoamérica (PM) como marco jurídico para formalizar la voluntad política de ambos países, Alternativa 3, Integración de Panamá a la CAN, y finalmente como Alternativa 4, la Integración de Panamá a la Alianza del Pacífico (AP).

Independiente de la alternativa de armonización regulatoria que finalmente se lleve a cabo para la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, puede plantearse que el modelo de inversión que con mayor probabilidad podría viabilizar esta interconexión, sería el considerar los activos de este proyecto como activos de uso dentro del marco regulatorio de ambos países. La adopción de esta propuesta permitiría considerar en la evaluación económica del proyecto, la totalidad de beneficios a obtener, trascendiendo a los análisis normalmente realizados y teniendo en cuenta los beneficios indirectos derivados de la inserción de fuentes renovables no convencionales.

La interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá crea un nuevo mercado con una demanda de mayor dimensión al cual podrían acceder los proyectos de generación a base de energías renovables no convencionales con potencial en ambos países, tal como lo son los parques eólicos. Lo anterior representa un círculo virtuoso entre las fuentes de energías renovables no convencionales y la integración eléctrica regional, de lo cual se desprenden beneficios ambientales y económicos para las sociedades interconectadas, que aún no están siendo considerados en los análisis económicos tradicionales.

BIBLIOGRAFIA

- Alianza del Pacífico AP. (2017). Integración profunda con miras a la prosperidad. Recuperado de: <https://alianzapacifico.net/?wpdmdl=4441>
- Arango, J. (2005). Evaluación económica de las transacciones internacionales de electricidad entre algunos países en Sur América (Tesis de maestría). Instituto para Sistemas de Potencia y Economía Energética. Schinkel Strabe, Alemania.
- Comunidad Andina de Naciones CAN (2011). Decisión 757. Recuperado de: <http://intranet.comunidadandina.org/Documentos/decisiones/DEC757.doc>
- Centro de Estudios en Economía Sistémica ECSIM (2013). Análisis del impacto de la regulación y de las estructuras productiva e industrial del sector de energía eléctrica sobre el nivel final de las tarifas y precios del servicio de energía eléctrica en Colombia. Recuperado de: <http://www.andi.com.co/cgc/Documents/zsInforme%20completo%20-%20Bancoldex%20-%20ECSIM.pdf>
- CEPAL (2013). Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer. Colección Documentos de proyectos.
- Comisión de Integración Energética Regional CIER (2010). Proyecto CIER 15 Fase II – Informe final.
- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE (2013). Resolución N°CRIE-P-19-2013. Recuperado de: <http://www.crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2013/12/RESOLUCION-CRIE-P-19-2013.pdf>
- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE (2005). Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. Recuperado de: http://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=30RMER.pdf
- Corporación Andina de Fomento CAF (2012). Nuevas oportunidades de Interconexión eléctrica en América Latina. Recuperado de: <http://publicaciones.caf.com/media/18406/oportunidades-interconexion-electrica-america-latina.pdf>
- Costa, M. (2014). La liberalización del mercado eléctrico reporta grandes beneficios, pero aún después de 25 años falta superar retos para su completo desarrollo. Recuperado de: <https://www.energiaadebate.com/reforma-electrica-en-europa/>
- Economic Consulting Associates ECA (2009). The potential of regional power sector integration: South African power pool (SAPP) transmission & trading case study. Recuperado de: http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/BN004-10_REISP-CD_South%20African%20Power%20Pool-Transmission%20&%20Trading.pdf
- European Commission. (2015). Energy market design: Communication from commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/web_1_EN_ACT_part1_v11_en.pdf.

- Ernst & Young. (2016). Revisión de Propuestas y Alternativas de Incorporación de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales en el Mercado de Energía Mayorista. Producto 5.
- García et al. (2010). Interconexiones eléctricas y gasistas de la península ibérica: Estado actual y perspectivas. Club Español de la Energía. Madrid, España: Biblioteca de la Energía.
- Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization GEIDCO (2017). Recuperado de http://www.geidco.org/html/qnnycoen/col2015100766/column_2015100766_1.html
- Guayo, I. (2016). La Carta Internacional de la Energía en 2015 y las energías renovables. A propósito del Laudo de 21 de enero de 2016. Recuperado de: <http://www.enerclub.es/file/x5yJb-CpCfn8OY-S8r9Bmg;jsessionid=6E5BEB0E887B5432AB25446BE0AF1643>
- Igninovia, F. y Tlusty, J. Electrical Energy in Africa: The Status of Interconnections. Recuperado de: http://www.wfeo.org/wp-content/uploads/wecsi2014/A1/ORAL/A1-2.FULLPAPER-Electrical_Energy_in_Africa_The_Status_of_Interconnections-Igbinovia.pdf
- Infrastructure Consortium for Africa ICA (2011). Regional power status in Africa power pools. Recuperado de: https://www.icafrica.org/fileadmin/documents/Knowledge/Energy/ICA_RegionalPowerPools_Report.pdf
- International Renewable Energy Agency (IRENA), (2016). Remap: Roadmap for a Renewable Energy Future, 2016 Edition. Recuperada de: www.irena.org/remap.
- International Energy Agency IEA (2016). Large Scale Electricity Interconnection. Technology and prospects for cross regional networks. Recuperado de: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Interconnection.pdf>
- Jong, H. y Hakvoort R. (2006). Interconnection investment in Europe: Optimizing capacity from a private or public perspective? Recuperado de: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.575.6719&rep=rep1&type=pdf>
- Latin American Competition Forum LACF (2014). Sesión II – Los mercados de la electricidad en América Latina: Integración regional y cuestiones relativas a la competencia. Recuperado de: [http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DAF/COMP/LACF\(2014\)24&docLanguage=Es](http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DAF/COMP/LACF(2014)24&docLanguage=Es)
- Medina, D. (2009). Análisis del Proyecto Mesoamericano y su incidencia en la integración de la región Centroamericana y Colombia; periodo de estudio 2001-2007 (Tesis de pregrado). Universidad Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario. Bogotá, Colombia.
- Nordic Energy Regulators NordReg. (2014). Work Program 2014. Recuperado de: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/NordREG-Work-Program-2014.docx>

- Palacios C. y García J. (2006). La integración energética de los países nórdicos —Nord Pool— : lecciones para otros mercados. *Lecturas de Economía*, 64 (enero-junio), pp. 117-142. Universidad de Antioquia - Lecturas de Economía.
- Red Eléctrica Internacional REI (2008). Estudio de Armonización Regulatoria Interconexión Eléctrica Colombia Panamá – Informe Final.
- UPME (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Convenio ATN/FM-12825-CO. ISBN No. 978-958-8363-26-4.
- Vergara et al. (2010). *Wind Energy in Colombia, a Framework for Market Entry*. ISBN: 978-0-8213-8504-3.