



Universidad
Carlos III de Madrid

Máster Universitario en Derecho de los Sectores Regulados
Curso académico 2016 - 2017

Trabajo de Fin de Máster

**“El Mercado Interior de la Electricidad de la Unión
Europea. Perspectivas de Interconexión para el Perú
como país miembro de la Comunidad Andina de
Naciones”**

Jancarlos Jair Vega Lugo

Tutor

Prof. Dr. Iñigo del Guayo Castiella

Puerta de Toledo, 07 de setiembre de 2017

Palabras clave: *Electricidad, Interconexión, Integración, Mercado Interior de la Electricidad, Unión Europea, Comunidad Andina de Naciones.*

Resumen: *A lo largo de más de dos décadas la Unión Europea viene desarrollando como política energética la concreción de un Mercado Interior de la Energía para lo cual se vale de interconexiones eléctricas entre sus países miembros. Por su parte, los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones aún no han logrado consolidar una convicción suficiente que permita adoptar este objetivo como política común.*



[Incluir en el caso del interés de su publicación en el archivo abierto]

Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons

Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada

Agradecimientos

Estas líneas cumplen una misión importante en la vida, dar las gracias a quienes mereciéndolo no lo esperan.

A la Universidad Carlos III de Madrid por permitirme vivir una experiencia académica y personal memorable y valiosa. En esa línea, agradecer a los profesores que con sus clases nos transmitieron no sólo conocimientos, sino, además, lecciones. En especial, al profesor Iñigo del Guayo Castiella, Tutor del presente Trabajo de Fin de Máster.

En lo personal, a Lisbeth, Esperanza, Elena, Nelly y Ana, mujeres fundamentales en mi vida que han permitido que esto se logre.

A José, por su amistad y siempre apoyo, incluyendo sus comentarios a este trabajo.

ÍNDICE

ABREVIATURAS.....	5
INTRODUCCIÓN.....	7
CAPÍTULO I: LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA PARA UN MERCADO ÚNICO	10
1. El Mercado Interior de la Electricidad	11
1.1. La Política Energética Europea	11
1.2. Interconexión como Política Energética Europea	15
a) Desarrollo Legislativo	19
b) Organismos.....	22
1.3. Regulación sobre Redes transeuropeas de electricidad	23
a) El Paquete de Infraestructuras	25
1.4. Financiación.....	27
a) Programa Energético Europeo para la Recuperación	27
b) Mecanismo “Conectar Europa”	27
CAPÍTULO II: PERÚ Y LAS INTERCONEXIONES EN EL MARCO DE LA CAN	29
2.1. Normativa comunitaria	29
2.2. Normativa eléctrica nacional	34
2.3. Las Interconexiones del Perú con países limítrofes	36
CAPÍTULO III: PERSPECTIVAS DEL DESARROLLO DE LAS INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS ENTRE PERÚ Y LOS PAÍSES MIEMBROS DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES.....	39
CONCLUSIONES.....	42
BIBLIOGRAFÍA	44
REFERENCIAS	45

ABREVIATURAS

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad
CE / COMISIÓN	Comisión Europea
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga de Chile
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional de Perú
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FEIE	Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas
GEI	Gases de efecto invernadero
GOPLAN	Grupo Técnico de Organismos Planificadores del Sector Eléctrico
GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores
IP	Iniciativa Privada
Km	Kilómetro(s)
kV	Kilovoltios
LCE	Decreto Ley No. 25844, Ley de Concesiones Eléctricas
Ley No. 28832	Ley No. 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica
Ley APP	Decreto Legislativo No. 1224, Decreto Legislativo del Marco de Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos
MIE	Mercado Interior de la Energía
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PCI	Project of Common Interest
PENP	Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobado mediante Decreto Supremo No. 064-2010-EM
PESEM	Plan Estratégico Sectorial Multianual - PESEM 2016 - 2021 del Sector Energía y Minas, aprobado mediante Resolución Ministerial No. 297-2016-MEM/DM
PIC	Proyecto de Interés Común
Proinversión	Agencia de Promoción de la Inversión Privada
REE	Red Eléctrica de España
Reglamento de Transmisión	Reglamento de Transmisión y Modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo 027-2007-EM.
Reglamento de la LCE	Decreto Supremo. No. 009-93-EM

Reglamento de la Ley APP	Decreto Supremo No. 410-2015-EF
SCT	Sistema Complementario de Transmisión
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SGT	Sistema Garantizado de Transmisión
SIC	Sistema Interconectado Central de Chile
SINEA	Sistema de Integración Eléctrica Andina
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile
TFUE	Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea
TYNDP	Ten Year Network Development Plan o Plan Decenal de Desarrollo de la Red
UE / UNIÓN	Unión Europea
US\$	Dólares de los Estados Unidos de América

INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente hemos entendido a los Servicios Públicos como aquellas prestaciones de esencial importancia para el desarrollo de las personas en una sociedad que se preocupa por su bienestar. Estos servicios, por muchos años, han sido objeto de exclusiva reserva de titularidad por parte del Estado, para luego pasar a razón de muchas circunstancias que fueron ocurriendo, a ser prestados en libertad por los particulares, bajo ciertas garantías que corresponde al Estado supervisar su cumplimiento.

Uno de estos Servicios Públicos de vital importancia, es la electricidad. Esta ha permitido -y seguirá haciéndolo por mucho más tiempo-, concretar pasos agigantados de avance para las personas y países. Hoy en día, nos cuesta ubicarnos en un espacio sobre la tierra en el que vayamos a carecer de electricidad, o, en términos más adecuados, de suministro de electricidad. Ahora bien, el suministro de electricidad al cual aludimos, no es el resultado de una producción convencional u ordinaria de la Industria. Muy por el contrario, la producción de electricidad hasta su consumo, atraviesa complejas fases que demandan un alto grado de especialidad, las cuales están estructuradas por el principio técnico básico de que la electricidad no puede ser almacenada a costos razonables.

Como primera actividad, nos encontramos con la actividad de generación de energía eléctrica. A continuación, en la escala de valor de la electricidad, continúa el desarrollo de redes que permiten su transporte hasta los centros de consumo. Luego, la electricidad llega a los usuarios a través de las redes de Distribución. Finalmente, cierra la cadena de las actividades del sector eléctrico, la Comercialización, por medio del cual el usuario contrata el servicio.

En este trabajo, centraremos la atención en la infraestructura para el transporte de electricidad transfronteriza, por cuanto es esta la que permite lograr la interconexión entre países. Así pues, resulta preciso resaltar que un correcto desarrollo de infraestructuras eléctricas transfronterizas garantiza no sólo la posibilidad de comercializar excedentes de energía eléctrica con los países vecinos, sino, además, permite garantizar el criterio de confiabilidad del suministro de electricidad,

ya que cada uno de los sistemas eléctricos interconectados actúan de forma redundante, esto es, como respaldo para hacer frente a restricciones de suministro importantes que pueden generarse en los respectivos países.

A la fecha, frente al desarrollo de las interconexiones que explicaremos, podría resultar como hechos anecdóticos, pero no menos relevantes, recordar ejemplos de apagones en grandes ciudades del mundo como los ocurridos en los estados de la costa este de Estados Unidos, entre ellos Nueva York (1965, 1977, 1999 y 2003)¹, el de Londres (2003)², y el ocurrido en Roma (2003)³, respaldan la importancia que sostenemos sobre la interconexión. En ese mismo sentido, lo ocurrido recientemente en el 2016 con la parada de 13 reactores que generan electricidad en las Centrales Termoeléctricas de Francia que originó déficit en el suministro eléctrico y necesidad de adoptar medidas excepcionales para importar electricidad⁴, nos hace notar lo trascendental que resultan las interconexiones para los países, por cuanto permiten una redundancia que garantiza la continuidad del suministro eléctrico, superando particulares inconvenientes ocurridos en algún punto del sistema eléctrico de un país.

Precisamente, en poco más de una década (1996 a 2009)⁵ en el seno de la Unión Europea se han adoptado medidas destinadas a concretar un mercado interior de la energía para la Unión (MIE), para lo cual ha resultado necesario armonizar la normatividad que rige para todos los países miembros. Estas medidas son conocidas como “Paquetes de Medidas Legislativas”. Hasta la fecha han sido aprobados tres (3) paquetes, en los que se abordan el *acceso al mercado*, la *transparencia y la regulación*, la *protección de los consumidores*, el *apoyo a la*

¹ Para mayor detalle ver <https://elpais.com/internacional/2003/08/14/actualidad/1060812011_850215.htm> Última visita el 31/08/2017.

² Para mayor detalle ver <<http://www.elmundo.es/elmundo/2003/08/28/sociedad/1062096043.html>> Última visita el 31/08/2017.

³ Para mayor detalle ver <https://elpais.com/internacional/2003/09/28/actualidad/1064700001_850215.html> Última visita el 31/08/2017.

⁴ Para mayor detalle ver <http://www.elperiodicodearagon.com/noticias/sociedad/francia-afronta-invierno-trece-reactores-nucleares-parados_1157434.html> Última visita el 31/08/2017.

⁵ El proceso de integración de los mercados energéticos nacionales hacia un verdadero Mercado Interior de la Energía (MIE) en la Unión Europea (UE) se inició a finales de la década de los ochenta del siglo pasado. Sin embargo, habría que esperar hasta 1996 y 1998 para que se publicaran las primeras directivas sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y gas natural respectivamente, el denominado “Primer Paquete”. En “Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible” (Resumen), SIERRA LÓPEZ, José (Coordinador), Separata N° 36, Papeles de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía, octubre 2012, p. 5.

interconexión y los niveles de suministro adecuados. Particularmente, gracias al impulso que se ha dado al tema de la interconexión, hoy en día los suministradores de electricidad inyectan energía que luego puede ser comercializada en cualquier país miembro de la UE; mientras que los usuarios se benefician de la garantía de continuidad del suministro, llegando, además, a verse beneficiados por los menores costos en los que se genera la electricidad en otro país.

Por su parte, a diferencia de lo ocurrido en la Unión Europea, en el marco de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones, nos encontramos con incipientes avances en el tema de las interconexiones, que más que desarrollo como bloque comunitario, se ha dado mediante acuerdos bilaterales de sus países miembros.

La diferencia entre el desarrollo ocurrido en la UE y en el de los países miembros de la CAN, radica en que la filosofía bajo la cual transcurre la primera es una que toma en cuenta factores más allá de la sola interconexión que permita exportar e importar electricidad a causa de un exceso y déficit de energía, respectivamente, como ocurre en la CAN. La Unión Europea ve en la interconexión o más precisamente, en las redes transeuropeas, la concreción de un mercado único (Mercado Interior de la Energía), el cual representa la integración energética de los países.

En lo sucesivo, se desarrolla y destaca la arquitectura clave que ha permitido a la UE avanzar en el camino de consolidar un Mercado Interior de la Energía, lo cual comprende la creación de normas e instituciones que lo vienen haciendo posible. De otro lado, se describe el caso de Perú como país miembro de la CAN, reflejando el incipiente desarrollo que al momento tienen las interconexiones entre los países miembros de esta organización, lo que aún no permite hablar de un mercado eléctrico común (integración).

Así, en el primer capítulo se describe la evolución en la Unión Europea de su política energética, haciendo énfasis en el desarrollo legislativo que ha derivado en la adopción de sucesivas normas y/o disposiciones, estos son los denominados “Paquetes de Medidas Legislativas”. Lo anterior representa la construcción de un

Mercado Interior de la Electricidad, para lo cual se han creado organismos especializados que ejecutan actividades importantes para la consecución de este fin (ACER y ENTOS-E), además, se ha regulado el desarrollo de infraestructura transfronteriza, así como aprobado programas para su ejecución y financiación.

Por su parte, en el capítulo segundo del presente trabajo se efectúa un repaso al marco regulatorio de las interconexiones eléctricas en la Comunidad Andina de Naciones, además de una comparación entre el desarrollo alcanzado sobre interconexiones en la UE y en la CAN. Se incluye lo desarrollado por Perú en el marco de la CAN y la consideración particular de la interconexión Perú – Chile.

El capítulo tercero contiene un análisis particular respecto de las perspectivas de las interconexiones para el caso del Perú como país miembro de la CAN.

Finalmente, las conclusiones del presente trabajo hacen hincapié en la diferente situación entre ambas organizaciones comunitarias, en el que la UE registra un avance muy por delante de lo que hasta el momento se ha desarrollado en la CAN, teniendo esta última mucho que aprender de la primera, principalmente en la filosofía bajo la cual se ejecutan las interconexiones como política energética que permite contribuir al bienestar conjunto y sostenible de los países interconectados.

CAPÍTULO I: LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA PARA UN MERCADO ÚNICO

Históricamente, cada país, en función de sus circunstancias internas y necesidades, ha optado por seguir una política energética determinada, tratando de optimizar la mejor combinación de recursos y tecnología que garanticen el suministro continuo y, además, de calidad de la energía eléctrica. Bajo este escenario, hasta hace algunas décadas, la soberanía de los países, implicaba que estos vieran por sí mismos la solución a sus demandas internas.⁶

⁶ Algunas de las razones que explican esta tradicional concepción 'nacional' de la política energética son la influencia del sector energético en la competitividad industrial, su vocación de monopolio natural, su concepción como servicio público o, incluso, la exigencia de enormes recursos económicos requeridos en la restauración de las infraestructuras energética. Así lo señalan Gonzalo Sáenz de Miera y Sergio Arteta, "La política energética de la Unión Europea. El peso creciente del medio ambiente", en "Cincuenta años de construcción europea", José María Beneyto Pérez (coordinador), Instituto Universitario de Estudios Europeos, Universidad San Pablo-CEU, Madrid, 2008, p. 139.

Ahora bien, la interconexión eléctrica, y un paso más allá, la integración, muy por el contrario, busca conseguir un mercado único en materia eléctrica, permitiendo que los usuarios satisfagan sus demandas con fuentes y suministradores de cualquier otro país, garantizando de este modo la seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Esta integración que permite que la electricidad pueda ser suministrada aprovechando los recursos de generación óptimos en cada momento, indistintamente de la ubicación, sólo se concreta con una interconexión de los sistemas eléctricos nacionales.

La Unión Europea precisamente ha adoptado como política energética, el dar impulso a un Mercado Interior de la Electricidad.

1. El Mercado Interior de la Electricidad

1.1. La Política Energética Europea

En septiembre de 2014, en su documento “Energy Regulation: A Bridge to 2025”⁷, ACER se suma al debate sobre el modelo energético europeo a largo plazo con el objetivo último de concretar el papel de los reguladores en la creación de un marco regulatorio estable y predecible que incentive la competencia en el mercado y la inversión de cara a la adecuada implementación del MIE.

Así, destaca que el mercado mayorista eléctrico en 2025 se caracterizará por ser más líquido, competitivo y flexible, para lo cual deberán aumentar las interconexiones. Además, considera que para lograr un uso eficiente de las infraestructuras energéticas, la prioridad más inmediata es continuar con la implementación y seguimiento del *Target Model de electricidad*⁸, clave para el

⁷ ACER, documento “Energy Regulation: A bridge to 2025. Disponible en <http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2014_O_01.aspx> Última visita el 31/08/2017.

⁸ El *Electricity Target Model* o modelo objetivo de mercado eléctrico europeo, es el principal instrumento regulatorio para alcanzar una verdadera integración del mercado eléctrico europeo desde el ámbito del diseño del mercado. Este modelo incluye una serie de reglas que pretenden la armonización de los mecanismos de mercado procurando un uso eficiente de la capacidad de interconexión. Es decir, su alcance está limitado al uso óptimo de las infraestructuras existentes, sin abordar la cuestión de cuánto deben ampliarse éstas o cómo lograr que dicha ampliación se lleve a cabo.

desarrollo del MIE. Según ACER, el aumento de la interconexión de los sistemas energéticos europeos y la integración eficiente de estos permitirán abordar los problemas de seguridad de suministro y que todos los consumidores europeos tengan acceso a la energía en igualdad de condiciones.⁹

En el Consejo Europeo del 23 y 24 de octubre de 2014, se aprobó el nuevo marco político en materia de energía y cambio climático para 2020-2030¹⁰, que queda delimitado por cuatro objetivos específicos:

- a) Reducir las emisiones de GEI de la UE por lo menos en un 40 % para el año 2030, con respecto a los valores de 1990. Este objetivo es vinculante para todos los Estados miembros de la UE.
- b) Aumentar la cuota de energías renovables dentro del consumo total de energía de la UE hasta, como mínimo, el 27 %. Este objetivo será vinculante a escala de la UE, pero no tiene metas individuales para los Estados miembros.
- c) Objetivo indicativo sobre eficiencia energética a nivel de la UE, consistente en que ésta mejore al menos en un 27 % con respecto a las previsiones de consumo energético. Este objetivo deberá alcanzarse respetando plenamente la libertad de los Estados miembros para determinar su combinación energética, y no se traducirá en objetivos vinculantes a nivel nacional. Cada Estado miembro será libre de fijar sus propios objetivos nacionales.
- d) Un objetivo del 15 % de capacidad de interconexión eléctrica en el año 2030. Con respecto al año 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

Las reglas del *Electricity Target Model*, cuya implementación está en proceso a través de códigos de red europeos (*Network Codes*), abarcan los diferentes horizontes temporales en los que se negocia la energía eléctrica: (i) el largo plazo, para el que se contemplan derechos (financieros o físicos) de transporte; (ii) el día anterior al suministro, en el que el objetivo es el acoplamiento de los mercados diarios, de tal forma que los precios converjan cuando exista suficiente capacidad de interconexión; (iii) el horizonte intradiario, que consistirá en un mercado continuo transfronterizo que permitirá una negociación más cercana al tiempo real que en la actualidad; y (iv) el periodo posterior al cierre del mercado, en el que será posible el intercambio transfronterizo de energías de balance entre TSOs.

⁹ "Interconexiones Eléctricas y Gasistas de la Península Ibérica: Estado actual y perspectivas". DE LA FLOR GARCÍA, Francisco Pablo, ARRANZ VILLAFRUELA, Luis, FERNÁNDEZ PÉREZ, José Carlos, DE JUAN GARCÍA, Pablo, FERNÁNDEZ MEIXÚS, Tania, MORENO PADILLA, Ana, DE VICENTE PUENTE, María de los Ángeles, Club Español de la Energía, marzo 2016, pp. 22 y 23.

¹⁰ Conclusiones del Consejo Europeo (octubre 2014). Disponible en: <http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/es/ec/145425.pdf> Última visita el 31/08/2017.

en el MIE, y para los Estados miembros que constituyen el principal punto de acceso de dichos Estados al MIE.

Gráfico 1
Objetivos 2020-2030



Puede afirmarse que el primer paso para lograr estos nuevos objetivos de la UE se dio el 25 de febrero de 2015, cuando la Comisión Europea publicó su “Paquete de la Unión de la Energía”¹¹. La “Unión de la Energía” establece un nuevo marco estratégico para lograr los objetivos de la política de energía y clima de la UE. Los tres (3) elementos claves de la “Unión de la Energía” son:

- i) Una estrategia marco para lograr que la energía en la UE sea segura, sostenible, competitiva y asequible¹²;
- ii) Invertir en interconexiones para que la energía fluya libremente a través de la UE, mejorando la seguridad energética, disminuyendo la dependencia de las importaciones y preparando el sistema energético para la integración de

¹¹ Disponible en: <http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/index_en.htm> Última visita el 31/08/2017.

¹² COM/2015/080 final -Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN>

energías renovables. En particular, se incluyen medidas para alcanzar el objetivo del 10% de interconexión eléctrica en el año 2020¹³;

- iii) Un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020 en el marco de la última ronda de negociaciones antes de la Conferencia de París de diciembre de 2015¹⁴.

Para alcanzar el objetivo último de la “Unión de la Energía” - ofrecer a los hogares y empresas de la UE una energía segura, sostenible, competitiva y asequible– la CE considera que será necesaria una profunda transformación del sistema energético europeo mediante una estrategia basada en cinco dimensiones:

- reducir la dependencia energética y aumentar la solidaridad energética;
- lograr un mercado europeo de la energía plenamente integrado;
- fomentar la eficiencia energética como medio para moderar la demanda;
- descarbonizar la economía; y
- aumentar la investigación, la innovación y la competitividad.

A través de estas cinco dimensiones estratégicas interrelacionadas, la CE establece objetivos concretos de la Unión de la Energía y medidas detalladas que se adoptarán para alcanzarlos. Entre las medidas específicas que la Comisión plantea para garantizar la plena integración del mercado interior de la electricidad se encuentran las asociadas a lograr unos niveles adecuados de interconexión. En particular, la estrategia que la Comisión plantea para cumplir con el objetivo de interconexión eléctrica de al menos el 10 % de la capacidad instalada de producción para todos los Estados miembros en el año 2020, comprende tres frentes:

¹³ Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10% Preparación de la red eléctrica europea de 2020. COM (2015) 82 final. Disponible en: <<http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?qid=1425547535968&uri=COM:2015:82:FIN>> Última visita el 31/08/2017.

¹⁴ COM/2015/081 final. El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020. Disponible en: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1425546396765&uri=COM:2015:81:FIN>> COM (2015) 81 final> Última visita el 31/08/2017.

- Un **frente regulatorio**, centrado en el cumplimiento de todas las obligaciones del Reglamento de Infraestructuras¹⁵. La CE considera imprescindible que este Reglamento se ejecute y aplique en su totalidad con el fin de evitar cualquier retraso en la puesta en marcha de los Proyectos de Interés Común;¹⁶
- Un **frente financiero**, basado en el máximo aprovechamiento de los recursos europeos;
- Un **frente político**, focalizado en reforzar la cooperación regional y facilitar el acuerdo entre los Estados miembros para resolver cuestiones políticas.¹⁷

En línea con lo descrito, compartimos las palabras de Arias Cañete cuando sostiene que “[l]a única forma de mejorar en Europa la seguridad del abastecimiento y de ofrecer a los consumidores más posibilidades de elección es construir un mercado plenamente interconectado. La Unión de la Energía debe permitir que la energía transite libremente de Norte a Sur, y de Este a Oeste a través de las fronteras. Se necesita un mercado más flexible que rompa las barreras nacionales y que permita que la energía limpia que no se consuma en un país pueda ser consumida por otro Estado miembro”¹⁸.

1.2. Interconexión como Política Energética Europea

Conforme sostiene PARRA LUIS, la construcción del mercado interior de la energía se planteó por primera vez en un documento de la Comisión Europea de 1988, considerándose como pieza básica para la articulación de una política energética

¹⁵ Reglamento 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) 713/2009, (CE) 714/2009 y (CE) 715/2009.

¹⁶ La Comisión tiene la intención de intensificar el trabajo de los Grupos Regionales creados por este Reglamento, para que sigan de cerca el trabajo de cada PIC y propongan actuaciones rápidas cuando sea necesario, en particular en aquellos Estados miembros que se encuentran más lejos del objetivo del 10 % de interconexión eléctrica. La Comisión intensificará también su apoyo a proyectos críticos a través de acciones específicas; evaluará los proyectos, caso por caso, para examinar cualquier obstáculo y riesgo susceptible de retrasar su construcción y adoptará las medidas necesarias para solucionar los diversos problemas a los que se enfrenten estos proyectos (problemas técnicos, de planificación, de diseño y aplicación, de financiación, de incentivos, etc.). De la Flor García, et al., *ob. cit.*, p. 25.

¹⁷ La Comisión considera que se necesita determinación política por parte de los Estados miembros para cumplir los objetivos, siendo necesario intensificar la cooperación regional y llevarla a un nivel más alto que los mencionados Grupos Regionales, para abordar así prioridades políticas más amplias. La CE utilizará estas formas de cooperación regional reforzada también para el logro del objetivo del 15% de interconexión eléctrica en el año 2030. *Ibíd.*, p. 26.

¹⁸ En Arias Cañete Miguel, “La Política energética y climática de la Unión Europea”, Cuadernos de Energía N° 47, Club Español de la Energía, febrero 2017, p. 8.

común. El objetivo al que apuntaba la creación de un mercado único de la energía era suministrar los productos energéticos (electricidad, hidrocarburos y combustibles sólidos) al precio más bajo posible y con las mismas condiciones de seguridad del suministro y calidad del servicio. Las instituciones comunitarias insistían, en este sentido, en que la meta perseguida en última instancia con la constitución de un mercado interior de la energía era mejorar la competitividad de la industria europea y elevar el bienestar de los consumidores mediante la disminución del coste de acceso a la energía. En la consecución de estos objetivos se debían tener en cuenta otros como la seguridad del aprovisionamiento y la protección del medio ambiente.¹⁹

Con el Tratado de Lisboa²⁰, se incluyó por primera vez en los Tratados en el seno de la Unión Europea un capítulo específico sobre energía²¹, lo cual representa un hito para considerar la existencia de un fundamento jurídico para una política energética comunitaria.²² Sumado a ello, circunstancias coyunturales, pero con alto impacto, como la crisis del petróleo y de seguridad de abastecimiento de gas, desencadenaron que la Unión Europea se adentrara a conseguir un gran objetivo, el del Mercado Interior de la Energía (MIE); convirtiéndose la consecución de este en una política de trascendental interés.

A la fecha, la Comisión Europea ha desarrollado múltiples iniciativas con el fin de cumplir con los objetivos de la política energética. Estos objetivos se encuentran plasmados en el artículo 194° del TFUE:

¹⁹ En PARRA LUIS, Ricardo Javier, "La política energética de la Unión Europea: la construcción del mercado interior de la electricidad", Tesis de la Universidad de Zaragoza (2013), pp. 280-281.

²⁰ En vigencia desde el 01 de diciembre de 2009.

²¹ El Título XXI del TFUE se dedica a la Energía.

²² Los Tratados constitutivos de las Comunidades Europeas no ofrecieron una regulación en materia de política energética más allá del tratamiento que el carbón y la energía nuclear tuvieron en el Tratado de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (TCECA) y el Tratado de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (TCEEA/EURATOM) respectivamente. Este silencio de los Tratados no fue un olvido. Se trataba más bien de una opción: la cuestión energética formaba parte de una política de marcado carácter nacional en la que la garantía del suministro fue considerada como el principal objetivo. URREA CORRES, Mariola, "La política energética de la Unión Europea a la luz del Tratado de Lisboa", en "Seguridad, modelo energético y cambio climático", Madrid, Ministerio de Defensa, Subdirección General de Publicaciones, 2011, p. 122.

“Artículo 194

1. En el marco del establecimiento o del funcionamiento del mercado interior y atendiendo a la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente, la política energética de la Unión tendrá por objetivo, con un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros:

- a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía;*
- b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión;*
- c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y*
- d) fomentar la interconexión de las redes energéticas.*

2. Sin perjuicio de la aplicación de otras disposiciones de los Tratados, el Parlamento Europeo y el Consejo establecerán, con arreglo al procedimiento legislativo ordinario, las medidas necesarias para alcanzar los objetivos mencionados en el apartado 1. Dichas medidas se adoptarán previa consulta al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones.

No afectarán al derecho de un Estado miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético, sin perjuicio de la letra c) del apartado 2 del artículo 192.

3. No obstante lo dispuesto en el apartado 2, el Consejo, con arreglo a un procedimiento legislativo especial, por unanimidad y previa consulta al Parlamento Europeo, establecerá las medidas mencionadas en ese apartado cuando sean esencialmente de carácter fiscal”.

Los objetivos de la política energética comprenden: i) *la seguridad de suministro energético*; ii) *la competitividad*; iii) *la sostenibilidad*; y, iv) *el fomento de las interconexiones eléctricas*.²³

La interconexión eléctrica de los países miembros de la UE se constituye como un eje representativo de la política energética comunitaria y, a su vez, un objetivo

²³ En este sentido, el profesor Del Guayo señala que “[t]ras la entrada en vigor, el 01 de diciembre de 2009, del Tratado de Lisboa, en el marco del mercado interior de la energía, y atendiendo a la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente, la política energética de la UE tiene los siguientes cuatro objetivos: a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía; b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión; c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y d) fomentar la interconexión de las redes energéticas”. DEL GUAYO CASTIELLA, Iñigo, “A propósito de un Tratado de Derecho del Gas Natural”, Separata N° 30, Papeles de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía, febrero 2011, p. 12.

fundamental, por cuanto su consecución resulta imprescindible para el logro del resto de objetivos de la política energética europea²⁴.

En esa línea, desde hace más de una década se dio inicio al desarrollo de iniciativas en ese sentido. Así, en el año 2006, los reguladores europeos y la CE lanzaron las “Iniciativas Regionales” como un paso intermedio en el proceso de creación del MIE.

Todo este proceso ha dado lugar a un panorama complejo de proyectos que interaccionan entre sí:

- Los “Proyectos Regionales” impulsados por gobiernos: el Mercado Nórdico de Electricidad (Nord Pool Spot), el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), el Proyecto del Foro Pentalateral, y el Single Electricity Market (SEM) Irlandés.
- Las “Iniciativas Regionales de Electricidad” (IR): lanzadas en 2006 por la CE y los reguladores europeos, agrupados en ERGEG (European Regulators´Group for Electricity and Gas), como un paso intermedio en el proceso de creación del MIE.²⁵

A este efecto, se dividió la UE en 7 mercados organizados de electricidad:

1. OMIE (España y Portugal).
2. Nord Pool Spot (países nórdicos).
3. EPEX Spot (Francia, Alemania y Centro Europa).
4. APX (Reino Unido).
5. GME (Italia y Eslovenia).
6. OTE (República Checa).
7. EPEX SPOT (Bélgica).

²⁴ El mercado interior europeo de la energía, a pesar de su lento avance, y, paradójicamente, del insuficiente apoyo a las interconexiones, que deben ser el soporte físico de los mercados, constituye una de las acciones más eficientes para cumplimiento de las políticas energéticas. A medida que la construcción del mercado interior progresa, hay que esforzarse para acompañar las actuaciones a nivel nacional y europeo, para su mutuo refuerzo. En “Regulación y Política Energética en España. Una reflexión”, Cuadernos de Energía N° 39, Club Español de la Energía, junio de 2013, p. 19.

²⁵ SIERRA LÓPEZ, *ob. cit.*, p. 6.

Gráfico 2

Mercados Organizados de la UE²⁶



A diferencia de los proyectos regionales impulsados por los gobiernos, las IR nacieron con un planteamiento estructurado a nivel europeo, con vocación de coherencia y convergencia hacia el objetivo final del MIE.²⁷

a) Desarrollo Legislativo

Conforme se ha indicado, la UE ha implementado medidas que permiten concretar sus objetivos de política energética. Así, a mediados de los años 90' se expidió el "Primer Paquete de Medidas Legislativas". Este primer compendio legislativo europeo sobre la energía incluía las primeras directivas sobre normas comunes para el Mercado Interior de Electricidad (Directiva 1996/92/CE²⁸) y Gas Natural (Directiva 1998/30/CE²⁹).

Por su parte, en el año 2003, se publicó el "Segundo Paquete de Medidas Legislativas", mediante el cual se avanza hacia la liberalización del sector eléctrico. En esa línea, se impulsó la integración de los mercados nacionales mediante el

²⁶ Gráfico tomado de: <<https://www.energiaadebate.com/reforma-electrica-en-europa/>> Última visita el 31/08/2017.

²⁷ SIERRA LÓPEZ, *ob. cit.*, p. 6.

²⁸ Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

²⁹ Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

reglamento sobre comercio transfronterizo de electricidad³⁰. La Directiva 2003/54/CE³¹, aprobada en el Segundo Paquete, representó un avance en la búsqueda de consolidar el MIE; no obstante, se presentaron limitaciones para hablar de un MIE maduro.

Bajo esa circunstancia, en el año 2009 se aprobó el “Tercer Paquete de Medidas Legislativas”³², el cual profundizó en la integración de los mercados de electricidad y gas en Europa³³. Este paquete, vigente en la actualidad, tiene los siguientes objetivos prioritarios en el ámbito eléctrico:

- La separación de las actividades de producción y suministro de la gestión de las redes de transporte;
- La protección de los consumidores;
- El aumento de las competencias y de la independencia de los reguladores nacionales;
- La creación de la Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía (ACER) y de la Asociación Europea de Transportistas de Electricidad (ENTSO-E), con el objetivo de lograr una mejor coordinación y cooperación a nivel europeo;
- La mejora del funcionamiento del mercado de electricidad y de la transparencia aquél, así como el acceso efectivo a la red de transporte.

³⁰ Reglamento (CE) n° 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

³¹ Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

³² El 14 de agosto de 2009 fueron publicados en el Diario Oficial de la Unión Europea las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y el gas respectivamente. Adicionalmente, se publicaron dos reglamentos relativos a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad (714/2009/CE) y de gas (715/2009/CE), y un tercero, el Reglamento 713/2009/CE, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).

³³ El “Tercer Paquete”, y en concreto los nuevos Reglamentos 714/2009 y 715/2009, establece la necesidad de desarrollar códigos de red en materia de asuntos transfronterizos. Estos códigos se desarrollarán en once áreas de trabajo para electricidad y once para gas, suponiendo la regulación técnica de detalle a implantar en todas las infraestructuras transfronterizas de la UE en los próximos años. SIERRA LÓPEZ, *ob. cit.*, p. 7.

Tabla 1

Regulación europea relativa a la creación del MIE

“Primer paquete”	“Segundo paquete”	“Tercer paquete”
Directiva 1996/92/CE Normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad	Directiva 2003/54/CE Normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad Reglamento 1228/2003 Condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad	Directiva 2009/72/CE Normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad Reglamento 713/2009 Creación de una Agencia para la cooperación de los reguladores energéticos (ACER) Reglamento 714/2009 Condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad

Tras el “Tercer Paquete”, la CE presentó dos comunicaciones relativas al MIE en las que, además de resaltar sus beneficios, hace balance de los logros conseguidos e identifica los principales retos a afrontar para lograr su pleno desarrollo. La primera de ellas, publicada en noviembre de 2012, se titula “Velar por la buena marcha del Mercado Interior de la Energía”³⁴; la segunda, de octubre de 2014, se titula “Pasos adelante en la realización del Mercado Interior de la Energía”³⁵.

En la primera de estas comunicaciones, la Comisión emplaza a los Estados miembros a estimular la competencia mediante el desarrollo de infraestructuras, en apoyo sobre todo de la actividad transfronteriza, así como a la eliminación de las barreras de acceso al mercado. En la segunda Comunicación, la Comisión refuerza su mensaje sobre las necesidades de interconexión: indica que se requieren más avances para conseguir que el MIE funcione adecuadamente, concreta los beneficios económicos netos que el MIE podría suponer, y explica que para alcanzar todos los beneficios potenciales son necesarias más inversiones en infraestructuras transfronterizas estratégicas y redes inteligentes.

³⁴ COM (2012) 663 final. Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía. Disponible en: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121115_jem_0663_en.pdf> Última visita el 31/08/2017.

³⁵ COM (2014) 634 final. Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía. Disponible en: <<http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/ES/1-2014-634-ESF1-1.Pdf>> Última visita el 31/08/2017.

De esta forma, coincidimos con López-Ibor, cuando señala que “[e]l mercado interior cuenta en la actualidad con un conjunto de paquetes legislativos, que pretenden establecer un mercado único a través de la ordenación hacia los mismos fines de mercados subsectoriales, eléctrico, gas natural, energías renovables, eficiencia energética, etc. Tal objetivo cuenta con similares técnicas de regulación y ha podido avanzar en estos últimos veinticinco años de manera notable en algunos de sus capítulos, pero carece aún de suficiente grado de integración, tanto jurídica como física; regulación uniforme y fortaleza institucional”³⁶.

b) Organismos

Es importante además resaltar del Tercer Paquete, la creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), órgano de supervisión con funciones consultivas, el cual formula recomendaciones a la Comisión con respecto a la regulación del mercado y a las prioridades de la infraestructura de transporte. ACER es responsable principalmente de:

- Promover la cooperación entre las autoridades reguladoras nacionales a escala regional y europea;
- Supervisar los progresos en la ejecución de los planes decenales de desarrollo de la red;
- Supervisar el mercado interior de la electricidad; en particular, las transacciones comerciales de energía al por mayor, los precios de venta al por menor de la electricidad, el acceso a la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables y la observancia de los derechos de los consumidores.

La ACER tiene competencia para recopilar, revisar y compartir datos de los mercados mayoristas de la energía, supervisar los mercados y las operaciones de compraventa, investigar casos de abusos del mercado y coordinar la aplicación de las penalizaciones oportunas con los Estados miembros. La responsabilidad de imponer sanciones aplicables a las infracciones sigue, no obstante, en manos de los Estados miembros.

³⁶ En Vicente López-Ibor Mayor, “La Unión Energética y el Plan Juncker”, Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía N° 47, febrero 2016, p. 80.

Como medida adicional, se aprobó el Reglamento por el que se crea la estructura de cooperación de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte relativo a la electricidad (European Network Transmission Systems Operators, ENTSO-E) (Reglamento (CE)n.º 714/2009).

La ENTSO-E, junto con la ACER, elabora reglas detalladas y códigos técnicos para el acceso a la red, y garantiza la coordinación del funcionamiento de esta a través del intercambio de información operativa y la elaboración de normas y procedimientos de seguridad y emergencia comunes³⁷.

1.3. Regulación sobre Redes transeuropeas de electricidad

La CE considera que el desarrollo bien planificado y sin retrasos de las redes transeuropeas de electricidad es fundamental para lograr la consecución del MIE. Por este motivo, dentro del “Tercer Paquete” de 2009 se incluye la obligación para ENTSO-E, de elaborar cada dos años plan decenal de desarrollo de la red (TYNDP)³⁸. Además, el Tercer Paquete reconoce a ENTSO-E el rol de participar activamente en la elaboración de regulación de detalle, los llamados códigos de red europeos³⁹.

Los planes decenales ayudan a poner en evidencia el aislamiento que sufren algunos sistemas energéticos de la UE, con la Península Ibérica como ejemplo, y la dificultad que ello supone para el cumplimiento de los objetivos europeos.

³⁷ Los códigos de red son evaluados por ACER para garantizar que se ajustan a las directrices marco y, después de lo cual, se presentan a la Comisión Europea. Luego, los códigos de red pasan por el procedimiento de comitología, en el que son examinados y aprobados por los Estados miembros, antes de convertirse en legislación directamente aplicable en toda la UE.

³⁸ Los TYNDP son planes no vinculantes que tienen el objetivo de proporcionar, desde el punto de vista europeo, una visión coherente de la infraestructura de electricidad, e identificar necesidades de inversión futura. Analizan aspectos tales como la adecuación a la demanda, la seguridad de suministro y la integración de mercados, incluyendo un listado de proyectos de relevancia europea en términos de seguridad de suministro, cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad y contribución a la eficiencia del MIE. De la Flor García, et al., *ob. cit.*, p. 29.

³⁹ Los Códigos de Red son el equivalente europeo a los procedimientos de operación del sistema en el ámbito nacional, y persiguen armonizar aspectos principalmente técnicos del MIE. Los Network Codes serán adoptados mediante Reglamento, y por tanto serán vinculantes y directamente aplicables en todos los Estados Miembros sin necesidad de transposición.

Por su parte, los códigos de red europeos permiten una mayor cooperación y coordinación entre los TSOs para ofrecer y dar acceso efectivo y transparente a las redes de transporte y, a través de las interconexiones con otros Estados miembros, a todo el MIE de la Unión Europea. Los Códigos de Red son el equivalente europeo a los procedimientos de operación del sistema en el ámbito nacional, y persiguen armonizar aspectos principalmente técnicos del MIE⁴⁰.

En la actualidad, la ENTSO-E está trabajando en 10 códigos de red:

1. Asignación de capacidad y gestión de la congestión;
2. Requisitos para generadores;
3. Equilibrio eléctrico;
4. Asignación de Capacidad Forward;
5. Conexión a la demanda;
6. Seguridad operativa (combinada con la guía de operación del sistema);
7. Planificación y programación operacionales (combinada con la guía de operación del sistema);
8. Control de Frecuencia de Carga y Reservas (combinado con la Guía de Operación del Sistema);
9. Conexiones de corriente directa de alto voltaje; y,
10. Emergencia y Restauración.

El avance en el desarrollo de estos códigos y la participación cada vez más activa de ACER en la aplicación y supervisión de la regulación comunitaria, han sido otros elementos importantes que han caracterizado la evolución del sector eléctrico europeo en los últimos años como consecuencia de la regulación ya aprobada.

⁴⁰ De la Flor García, et al., *ob. cit.*, p. 29.

a) El Paquete de Infraestructuras

El Paquete de Infraestructuras contiene dos instrumentos legislativos: el “Reglamento de Infraestructuras”⁴¹ y el Mecanismo “Conectar Europa”⁴².

El Paquete de Infraestructuras consiste en una serie de medidas regulatorias para impulsar el desarrollo del MIE en los sectores de energía, transporte y telecomunicaciones a través de una mejora en las infraestructuras. En el terreno energético, el instrumento principal del Paquete de Infraestructuras es la elaboración de un listado de proyectos, llamados Proyectos de Interés Común (PIC). El listado de PIC se elabora tomando como base los proyectos incluidos en los ya mencionados TYNDP. La categorización como PIC es relevante, porque sólo a los proyectos que son identificados como tales le serán aplicables las medidas del Paquete de Infraestructuras.⁴³

En el Reglamento de Infraestructuras se establecen criterios para la identificación de los PIC.⁴⁴ Para que un proyecto eléctrico sea considerado como PIC, debe contribuir significativamente a, por lo menos, uno de los siguientes objetivos:

- La integración del mercado, cuyo indicador asociado es el beneficio social neto;
- La sostenibilidad, que se mide a través de los indicadores de variación de las emisiones CO₂, integración renovables, y efecto sobre pérdidas;

⁴¹ Reglamento (UE) n ° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión n ° 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) n ° 713/2009, (CE) n ° 714/2009 y (CE) n ° 715/2009. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:ES:PDF>

⁴² Reglamento (UE) 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013, por el que se crea el Mecanismo «Conectar Europa», por el que se modifica el Reglamento (UE) no 913/2010 y por el que se derogan los Reglamentos (CE) no 680/2007 y (CE) no 67/2010. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ%3AL%3A2013%3A348%3A0129%3A0171%3AES%3APDF>> Última visita el 31/08/2017.

⁴³ Para el sector de la electricidad, los PIC pueden ser tanto activos de red como activos de almacenamiento (conectados a tensiones superiores a 110 kV) y activos de telecomunicación para redes inteligentes. De la Flor García, et al., *ob. cit.*, p. 34.

⁴⁴ Entre los requerimientos, destaca la exigencia de que los beneficios totales potenciales de cualquier PIC han de superar sus costes. De hecho, el Reglamento 347/2013 exige que los TYNDP incluyan este análisis de costes y beneficios (CBA, por su acrónimo en inglés) para todo el sistema energético (EWS-CBA, por su acrónimo en inglés). Para ello, ENTSO-E ha elaborado una metodología CBA, que incluye una modelización de la red y del mercado, y realiza un análisis armonizado de la relación entre costes y beneficios de todo el sistema energético de la Unión. *Ibid.*, p. 35.

- La seguridad de suministro, cuya medida se establece a través de los indicadores de mejora de la seguridad de suministro, resiliencia y flexibilidad del sistema.

Por otro lado, el Reglamento de Infraestructuras también determina las obligaciones de los Estados miembros frente a los PIC, así como medidas para la contribución comunitaria al desarrollo de los mismos. Entre estas medidas, las principales son las siguientes:

- Otorgar a los PIC el estatus de prioridad máxima a nivel nacional. Los promotores de estos proyectos deben establecer un calendario para los estudios y el desarrollo de los trabajos, de tal forma que se facilite su seguimiento y el cumplimiento de los plazos;
- Crear una Autoridad Nacional Única, la llamada “ventanilla única”, para facilitar la obtención de permisos para los PIC⁴⁵.
- Posibilidad de que la Comisión designe un coordinador europeo si el PIC tiene dificultades significativas para su desarrollo;
- Posibilidad de que los costes del PIC puedan asignarse de forma transfronteriza, es decir, a países diferentes a aquellos en los que se ubica la instalación;⁴⁶
- Obligación de que los reguladores nacionales proporcionen incentivos adecuados cuando un PIC (excluidas las instalaciones de almacenamiento) incurra en mayores riesgos de los habituales;
- Posible apoyo financiero comunitario. Los PIC relativos a instalaciones de transporte de electricidad y sus equipos auxiliares, son susceptibles de recibir ayuda financiera comunitaria en forma de (i) subvenciones para estudios, (ii) instrumentos financieros, o (iii) subvenciones para trabajos.

El apoyo financiero al que se hace referencia en el último punto se articula precisamente a través del mecanismo “Conectar Europa”, que establece un

⁴⁵ En España esta Autoridad es el Director General de Política Energética y Minas (DGPEN), dependiente de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

⁴⁶ Bajo este esquema, los costes de inversión en PIC (excluidas las instalaciones de almacenamiento eléctrico) podrían repartirse entre diferentes Estados miembros si así lo acuerdan los reguladores implicados, quienes en su decisión deben tener en cuenta, entre otras cuestiones, el análisis de costes y beneficios que el proyecto proporciona a cada uno de los Estados implicados. En caso de falta de acuerdo entre los reguladores nacionales, será ACER quien tome una decisión al respecto. De la Flor García, et al., *ob. cit.*, p. 37.

esquema de ayudas financieras comunitarias para los PIC. Este mecanismo se analiza en la siguiente sección.

1.4. Financiación

En materia de ayudas financieras de la UE para el desarrollo de proyectos de redes transeuropeas también ha habido importantes novedades en los últimos años.

a) Programa Energético Europeo para la Recuperación

El Reglamento 663/2009⁴⁷ fue publicado en el año 2009 con objeto de establecer un instrumento financiero denominado Programa Energético Europeo para la Recuperación (“*Recovery Plan*”). El objetivo de este programa es fomentar, mediante un apoyo financiero, el desarrollo de proyectos comunitarios del ámbito de la energía que contribuyan a la recuperación económica, a la seguridad de suministro y la reducción de emisiones de GEI.

El programa financia proyectos de interconexión de gas y electricidad cuyos objetivos sean:

- La seguridad y la diversificación de las fuentes de energía y abastecimiento;
- La optimización de la capacidad de la red energética y la integración del Mercado Interior de la Energía;
- El desarrollo de la red;
- La conexión de las fuentes de energía renovables;
- La seguridad, la fiabilidad y la interoperabilidad de las redes energéticas interconectadas.

b) Mecanismo “Conectar Europa”

⁴⁷ Reglamento (CE) n° 663/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía. Disponible en: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:200:0031:0045:ES:PDF>> Última visita el 31/08/2017.

El “Paquete de Infraestructuras” incluye un instrumento de ayuda financiera a la realización de los PIC: el Reglamento para crear el mecanismo “Conectar Europa”⁴⁸ (en su término inglés, Connecting Europe Facility, CEF). Este reglamento, que entró en vigor el 01 de enero de 2014, establece las condiciones, métodos y procedimientos para proporcionar ayuda financiera comunitaria a determinados PIC, contribuyendo con ello a su desarrollo efectivo.

En el terreno energético, solamente podrán recibir ayuda financiera de la UE los gastos de asistencia técnica y administrativa incurridos por la CE en la gestión del CEF y las acciones que contribuyan a los PIC, y cumplan las condiciones establecidas por el Reglamento de Infraestructuras. También son de aplicación las condiciones fijadas por la Regulación Financiera comunitaria⁴⁹. Además, cabe señalar que las acciones que contribuyan a los PIC aportando sinergias entre sectores podrán también recibir ayudas (aunque sólo en la medida que su contribución a cada sector pueda ser claramente identificada). Las herramientas para poner en marcha esta ayuda financiera son fundamentalmente subvenciones e instrumentos financieros, siendo posible la combinación de ambos. La ayuda mediante instrumentos financieros se otorga bajo criterios de diversificación sectorial y equilibrio geográfico, valor añadido a escala europea, contribución a los objetivos 20-20-20 y efecto multiplicador de la aportación comunitaria, cuyo valor ha de preservarse.

El 19 de enero de 2016, los Estados miembros aprobaron la propuesta de la CE para invertir 217 millones de euros en proyectos de infraestructuras energéticas transeuropeas clave bajo el programa CEF⁵⁰. En total se seleccionaron 15 proyectos que incrementarán la seguridad energética, contribuirán a la creación de

⁴⁸ Reglamento (UE) nº 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013, por el que se crea el Mecanismo «Conectar Europa», por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 913/2010 y por el que se derogan los Reglamentos (CE) nº 680/2007 y (CE) nº 67/2010. Disponible en: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:348:0129:0171:ES:PDF>> Última visita el 31/08/2017.

⁴⁹ COM(2014) 358 final-Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se modifica el Reglamento (UE, EURATOM) nº 966/2012 sobre las normas financieras aplicables al presupuesto general de la Unión. Disponible en: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0358:FIN:ES:PDF>> Última visita el 31/08/2017.

⁵⁰ Concesión de ayudas a Enagás y TIGF bajo el programa CEF-E para llevar a cabo estudios de detalle de MidCat. Documentación disponible en: <<http://ec.europa.eu/energy/en/news/energy-eu-invests-217-million-euros-energy-infrastructure>> Última visita el 31/08/2017.

un mercado europeo de la energía y a la integración de las energías renovables en la red eléctrica. De estas propuestas, 6 corresponden al sector eléctrico (10 millones de euros).⁵¹

CAPÍTULO II: PERÚ Y LAS INTERCONEXIONES EN EL MARCO DE LA CAN

A la fecha, la única infraestructura transfronteriza que tiene el Perú para importar y exportar energía eléctrica con un país miembro de la CAN, es con el vecino país de Ecuador, mediante la línea de transmisión L-2280 220 kV Zorritos-Machala (130 kilómetros), cuyo propietario del lado peruano es la empresa Red de Energía del Perú. Ello, a pesar de haber suscritos diversos acuerdos bilaterales con países que no son miembros de la CAN como Brasil, Bolivia y Chile, para hacer viables intercambios de electricidad.

A diferencia del ordenamiento de la UE donde existe normatividad y programas en marcha que pongan en concreción la política energética común de interconexión eléctrica; en principio, para la interconexión eléctrica de Perú con otro país limítrofe⁵², se requiere de la participación y suscripción de acuerdos entre ambos países para la concreción de un marco regulatorio común, lo cual ha sido ratificado en la Decisión 816 recientemente aprobada.

En efecto, considerando la participación de Perú como país miembro de la CAN, le aplica la normatividad desarrollada en el marco de esta institución respecto de las interconexiones eléctricas, la cual describiremos en los siguientes apartados.

2.1. Normativa comunitaria

La CAN se constituyó con la celebración del “Acuerdo de Integración Subregional Andino o Acuerdo de Cartagena”, suscrito el 26 de mayo de 1969⁵³. Entre otros, el Acuerdo de Cartagena tiene como objetivo facilitar la participación en el proceso de integración regional, con miras a la formación gradual de un mercado común

⁵¹ De la Flor García, et al., *ob. cit.*, p. 40.

⁵² Perú limita con los países de Ecuador, Colombia, Brasil, Bolivia y Chile.

⁵³ Los Estados que suscribieron el Acuerdo de Cartagena fueron Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y el Perú. El 30 de octubre de 1976 Chile se retiró de la CAN.

latinoamericano, constituyendo por ello sus disposiciones normativas, verdaderas normas jurídicas supranacionales que se integran al derecho interno de los países miembros.

En esta línea, las autoridades competentes representantes de los Estados Miembros de la CAN han suscrito diversos acuerdos con el fin de propiciar la interconexión regional eléctrica entre sus países. Así, los Estados se han comprometido a fomentar y promover la adaptación de sus marcos jurídicos internos a fin de lograr la libre comercialización, exportación, importación, acceso al uso de las redes de transporte de la energía eléctrica entre los países y a la operación coordinada de los sistemas nacionales, bajo principios de libre competencia y no discriminación⁵⁴.

En virtud de ello, con fecha 19 de diciembre de 2002, la Comisión de la CAN emitió la Decisión 536, mediante la cual estableció el “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Comunitario de Electricidad”. Esta Decisión estableció las reglas bajo las cuales se realizaría la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad entre los Estados Miembros de la CAN. Lo que persigue esta Decisión es establecer un modelo de mercado internacional completamente consolidado e integrado, buscando que se trate a las interconexiones y a los sistemas de cada Estado Miembro como un único sistema, teniendo un esquema de operación y despacho congruente con la minimización de costos de operación de todos los sistemas.

Llegado a este punto, consideramos necesario explicar el valor jurídico de las decisiones de la CAN, con la finalidad de tener claro sus efectos dentro de la legislación nacional. Al respecto, la doctrina especializada señala lo siguiente:

“Las normas que conforman el derecho comunitario andino gozan de características particulares, derivadas de la naturaleza misma del derecho de la integración dentro del cual se encuentran enmarcadas. Así, estas

⁵⁴ El 22 de septiembre de 2001, los Ministros de Energía y Minas de los Estados miembros suscribieron el Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica.

normas tienen aplicación directa (es decir, son de obligatorio cumplimiento para los Países Miembros a partir de la fecha de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, a no ser que las mismas señalen una fecha posterior); tienen primacía sobre el derecho nacional (es decir, los Países Miembros están en la obligación de inaplicar cualquier dispositivo nacional que eventualmente pudiera ser contrario a alguna norma andina) y, finalmente, tienen efecto directo (es decir, los particulares pueden acudir directamente ante los tribunales nacionales por una eventual infracción a sus derechos derivados del ordenamiento jurídico andino).⁵⁵

Con el objeto de promover la estandarización del marco normativo y la emisión de normas para la implementación de la Decisión 536, se creó el CANREL. Este comité está conformado por los titulares de los organismos normativos y de los organismos reguladores nacionales de los servicios de electricidad de cada uno de los Estados Miembros. Además, CANREL tiene estrecha vinculación y coordinación con el GTOR, encargado de formular propuestas conducentes al avance del proceso de armonización de los marcos normativos necesarios para la plena implementación de la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, y el GOPLAN, encargado de elaborar propuestas, realizar acciones de coordinación con las entidades energéticas y eléctricas de los países andinos y lograr acuerdos para que se cumplan los aspectos de acceso a la información y planificación coordinada de proyectos necesarios para viabilizar los intercambios internacionales de electricidad.

Si bien la Decisión 536 permitió que se iniciara la interconexión entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador⁵⁶, los países miembros de la CAN consideraron necesario efectuar una revisión integral de esta, para lo cual se emitió el 04 de noviembre de 2009 la Decisión 720, a través de la que se la suspendió por un periodo de dos (2) años, dejando a salvo sus efectos para la interconexión de

⁵⁵ Cita de: <<http://revistas.upc.edu.pe/index.php/economia/article/viewFile/304/269>> Última visita el 31/08/2017.

⁵⁶ La interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia entró en operación el 01 de marzo de 2003, comprendiendo una Línea de Transmisión a 230 kV de doble circuito que une la Subestación Pomasqui (Quito, Ecuador) con la Subestación Jamondino (Pasto, Colombia), con una longitud total de 212.6 Km. (137 Km. en Ecuador y 75.6 Km. en Colombia).

Colombia y Ecuador como régimen transitorio. Ello debido a que se identificaron problemas de aplicación en la Decisión 536.

Con fecha 22 de agosto de 2011, se emitió la Decisión 757, que prorrogó por dos años más la referida suspensión, a fin de culminar con la revisión pretendida⁵⁷. Adicionalmente, la Decisión 757 aprobó un régimen transitorio a ser aplicado en las interconexiones entre Colombia - Ecuador, y Ecuador - Perú; derogó la Decisión 720; y, estableció un plazo de ciento veinte (120) días desde su publicación para que cada uno de los países antes mencionados expida sus respectivos marcos normativos internos para la aplicación de la Decisión. La citada suspensión fue prorrogada hasta el 24 de abril de 2017 mediante las Decisiones 789 y 815.

En virtud de lo dispuesto en la Decisión 757, el 06 de mayo de 2012 se publicó en el Diario Oficial “El Peruano” el Decreto Supremo No. 011-2012- EM, que aprueba el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN, regulando las disposiciones aplicables para el tratamiento interno de los intercambios de electricidad entre el Perú y los Estados Miembros de la CAN. En esta misma línea, mediante Resolución Osinergmin No. 207-2013-OS/CD⁵⁸ se aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-43 “Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN”⁵⁹, cuyo objeto fue establecer las condiciones, obligaciones y responsabilidades del COES y sus Integrantes para llevar a cabo los Intercambios de Electricidad con Ecuador en el marco de la Decisión 757 de la CAN y el Decreto Supremo No. 011-2012-EM.

Sin perjuicio de lo anterior, en paralelo a lo dispuesto en el seno de la CAN, los Estados Miembros de este organismo y Chile acordaron desarrollar con el auspicio del BID la iniciativa SINEA. A través del SINEA se busca revisar el marco regulatorio de cada uno de estos países para el intercambio de electricidad, y determinar la infraestructura necesaria para implementar la interconexión eléctrica y, por ende, el intercambio de electricidad.

⁵⁷ A la fecha, la Decisión 536 sigue suspendida, en virtud de las Decisiones 811 y 815.

⁵⁸ Sustituido mediante Resolución Osinergmin No. 244-2016-OS/CD.

⁵⁹ Los Procedimientos Técnicos del COES son un símil de los que son los procedimientos de operación que aplicada Red Eléctrica de España.

Con la Declaración de Santiago, suscrita el 27 de septiembre de 2012, los ministros, viceministros y Altos Funcionarios del sector energético de Chile, Colombia, Ecuador, Perú, y Bolivia como observador, aprobaron oficialmente el inicio de los Estudios financiados por el BID para la armonización regulatoria y planificación de infraestructura, los cuales fueron culminados en el año 2014.

El estudio de Planificación de Infraestructuras tuvo como objetivo evaluar las alternativas de interconexión más convenientes desde un punto de vista técnico, económico, regulatorio, político, ambiental y social. En este estudio se analizaron las siguientes posibles interconexiones: Colombia – Ecuador, Ecuador – Perú, Perú - Chile y Bolivia – Chile.

En diciembre de 2016, el CANREL acordó remitir a la CAN un proyecto de Decisión elaborado a partir de los estudios del SINEA, pero reconociendo la necesidad de elaborar los reglamentos necesarios para su aplicación, habiéndose programado el año 2017 para ello.

En virtud de ello, el 24 de abril de 2017, la CAN aprobó en su 141º periodo de sesiones, la Decisión 816 por la cual aprueba el nuevo marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, estando sujeta su vigencia⁶⁰ a la aprobación del reglamento operativo⁶¹, comercial⁶² y de funcionamiento del Coordinador Regional⁶³.

La Decisión 816, en reemplazo de las Decisiones 536 y 757⁶⁴, establece el marco regulatorio para que los países de la región intercambien energía entre ellos, con base en sus excedentes de energía; sin embargo, en lo que respecta a la planificación y construcción de los enlaces internacionales no contempla disposiciones regulatorias específicas, dejando a los países miembros a aplicar sus normas internas, y de ser el caso, otorgando libertad para que evalúen de manera

⁶⁰ Primera Disposición Transitoria de la Decisión 816

⁶¹ Incluirá las condiciones operativas que regirán los intercambios de compra y venta de electricidad.

⁶² Incluirá las condiciones y procedimientos para la liquidación, facturación y pago de las TIE, el tipo de garantías financieras, la metodología de cálculo y el procedimiento para su implementación.

⁶³ Designación, funciones y responsabilidades del Coordinador Regional.

⁶⁴ Cabe precisar que la derogación está condicionada a la aprobación de los reglamentos operativos, comerciales y del Coordinador por parte de la Secretaría General de la CAN.

conjunta las necesidades de infraestructura de transmisión. Cabe precisar que antes de la entrada en vigencia de la Decisión 816⁶⁵, los países miembros deben adoptar las medidas necesarias para asegurar la operación de las interconexiones eléctricas y de las transacciones comerciales y permitir el adecuado funcionamiento del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo.⁶⁶

Como podemos apreciar, la normativa comunitaria en materia de intercambios de electricidad si bien tiene ya más de quince (15) años de vigencia, su aplicación ha sido postergada sucesivamente en todo este periodo. Considerando lo expuesto, a pesar de la nueva regulación establecida por la Decisión 816, podemos afirmar que no hay expectativa de que en el corto y mediano plazo se implemente el mercado único de la electricidad en el marco de la CAN, básicamente por falta de armonización de las políticas normativas regulatorias dirigidas a desarrollar las interconexiones eléctricas entre los países miembros de la CAN.⁶⁷

2.2. Normativa eléctrica nacional

En principio debemos hacer notar que el ordenamiento jurídico peruano no tiene una norma de rango legal o reglamentario que establezca las disposiciones normativas y regulatorias que regulen la implementación de un sistema interconectado de electricidad con países limítrofes.

Es importante precisar que el Decreto Supremo No. 011-2012 citado anteriormente, sólo regula las reglas comerciales y operativas que tanto Perú como Ecuador⁶⁸

⁶⁵ La Decisión 816 entrará en vigencia una vez aprobados los reglamentos operativos, comerciales y del Coordinador por parte de la Secretaría General de la CAN.

⁶⁶ Tercera disposición transitoria de la Decisión 816.

⁶⁷ Pareciera de este modo que aún está vigente lo señalado por HONTY, cuando manifiesta que “[l]a integración a la que asistimos es, esencialmente, una interconexión física para transportar electricidad y gas natural, sin ningún compromiso político y sin aspiraciones de proyectar un desarrollo regional sustentable. Su objetivo principal es lograr el acceso a las fuentes energéticas disponibles a los precios más bajos. Según la teoría «integracionista», de esta manera se optimizarían los recursos energéticos, entendiendo por esto que en cada momento se toma la fuente de energía más barata, independientemente del país donde se encuentre, por lo cual se hace más «eficiente» todo el sistema. Aunque esto puede ser cierto, si no se acompaña con una política común para la distribución de los beneficios del uso de la energía, entonces resulta en un mero abaratamiento de los costos de producción para las grandes industrias. HONTY, Gerardo. “Energía en Sudamérica: Una Interconexión que no integra”, Nueva Sociedad 204, Julio – Agosto 2006, p. 126.

⁶⁸ Si bien en apariencia las disposiciones del Decreto Supremo N° 011-2012 parecieran aplicar a los intercambios de electricidad entre Perú y cualquier miembro de la CAN, la Segunda Disposición

deberán tener en cuenta para los intercambios de electricidad, no habiendo disposición normativa o regulatoria alguna que establezca las reglas para el desarrollo de redes transfronterizas.

Ahora bien, en lo que respecta a la infraestructura de transporte que haga viable la interconexión eléctrica, resulta importante señalar que la Ley No. 28832, en su artículo 1° define al Plan de Transmisión como el estudio periódico que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez (10) años; precisando que dicho estudio tiene como producto un plan vinculante de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, debiendo incluir el cronograma de ejecución.

Las instalaciones detalladas en dicho plan son remuneradas: i) exclusivamente por la demanda como parte del SGT si su entrega en concesión resulta de un proceso de licitación conducido por Proinversión por un plazo máximo no prorrogable de 30 años, debiendo revertirse al Estado, o ii) de manera compartida entre la generación y la demanda como parte del SCT si algún agente decide solicitar su desarrollo sin que medie licitación alguna.

El mencionado Plan de Transmisión debe ser propuesto por el COES, revisado por Osinergmin y aprobado por el MINEM, en su calidad de órgano promotor de las inversiones en el sector energía.

Por su parte, el Reglamento de Transmisión, establece las condiciones que se deben cumplir para efectos de la aprobación del Plan de Transmisión, así como las acciones que corresponden a las diferentes entidades que participan en el proceso de su aprobación. Lo anterior es complementado a través de la Resolución Ministerial No. 319-2008-MEM/DM, que define los “Lineamientos para el desarrollo

Complementaria de esta norma es clara al indicar que dichas reglas sólo aplican a los intercambios con Ecuador:

“Segunda.- El presente Reglamento se ha elaborado de manera conjunta y armonizada en los aspectos técnicos y comerciales con la contraparte ecuatoriana. Por lo que, para los intercambios de electricidad con Colombia u otros países distintos a Ecuador, se deberán armonizar los aspectos técnicos y comerciales con la reglamentación de los correspondientes países.”

eficiente de la transmisión eléctrica”, y de la Resolución Ministerial No. 129-2009-MEM/DM donde se aprueban los “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”.

El Reglamento de Transmisión señala en su artículo 14º que el Plan de Transmisión incluye las instalaciones en Alta o Muy Alta Tensión que permitan la conexión del SEIN con los Sistemas Eléctricos de países vecinos.

Es importante mencionar que, en ninguna disposición normativa, se establece los criterios que permitan prever de forma anticipada los casos en que debe procederse con la inclusión de los enlaces internacionales, y menos aún la metodología costo-beneficio que debe emplearse para tal fin.

2.3. Las Interconexiones del Perú con países limítrofes

Como hemos indicado la única interconexión que Perú tiene es con el país de Ecuador, la cual fue posible implementar en virtud de la Decisión 757 de la CAN. Fuera de la CAN, hay estudios desarrollados a nivel de pre-factibilidad, para hacer viable la interconexión Perú-Chile, país este último que, si bien no forma parte de la CAN, es miembro asociado del citado organismo supranacional y miembro integrante del SINEA.

En virtud de lo expuesto, describiremos brevemente los aspectos correspondientes a la interconexión existente entre Perú y Ecuador, y el proyecto de interconexión Perú-Chile.

a) Interconexión Perú – Ecuador

En la actualidad, Perú cuenta con una interconexión eléctrica con Ecuador a través de una Línea de Transmisión de simple circuito a 220 kV para transferencias de carga, que va por la parte peruana desde el distrito de Zorritos, provincia de Contralmirante Villar, departamento de Tumbes, hasta la frontera con Ecuador, y continua en este último hasta Machala, provincia de El Oro. Esta línea de transmisión estuvo concluida en el año 2004, pero como se describe a continuación

al no contar con un marco legal bien definido a nivel reglamentario entre Perú y Ecuador, su uso regular mediante contratos de suministro entre agentes del mercado de ambos países no fue posible sino hasta el año 2012, habiendo sido utilizada ocasionalmente en situaciones de emergencia anteriormente mediante acuerdos realizados a nivel de ambos gobiernos.

La factibilidad de la referida interconexión se dio en virtud a que ambos Estados son miembros de la CAN.

b) Interconexión Perú – Chile

En el caso particular de la República de Chile no se cuenta con ningún tratado o acuerdo específico en materia energética, sino tan sólo de declaraciones a nivel de sus autoridades, referidas a la iniciativa de integración energética y la necesidad de efectuar estudios coordinados que conduzcan a establecer las reglas necesarias para una eventual interconexión entre Perú y Chile.

Precisamente una de las interconexiones analizadas en el mencionado estudio financiado por el BID es el referido a la interconexión de Perú y Chile. Sobre el particular, en aquel estudio se concluyó que, dentro de ámbito bilateral, las siguientes alternativas de interconexión resultaban factibles económicamente:

Tabla 2
Alternativas de Interconexión Perú – Chile

Sistema		Proyecto
Perú	–	Back-to-back + línea 220 kV Los Héroes – Arica (70 km, 130 MVA)
Chile		Línea HVDC 500 kV Montalvo – Crucero (650 km, 1000 MVA)

Así pues, para esta interconexión se plantearon dos proyectos: uno Back to-back + línea 220 kV Los Héroes – Arica (70 Km., 130 MVA) y otro Línea HVDC 500 kV Montalvo – Crucero (650 Km., 1000 MVA). Para el caso del proyecto de 220 kV, el estudio estimó un costo de inversión de US\$ 50 a 60 millones y una Tasa Interna

de Retorno (TIR) global superior al 30%; mientras que para el caso del proyecto en HVDC 500 kV se estimó una inversión de US\$ 600 millones y una TIR global de 27%. Ambos proyectos resultan altamente rentables, sin embargo, la ejecución y operación del proyecto HVDC 500 kV estaría condicionado a la interconexión del SING y del SIC de Chile, además de las reformas regulatorias necesarias en ambos países. El estudio resaltó la conveniencia de analizar la ejecución del proyecto HVDC 500 kV mientras se resolviesen estas condicionantes⁶⁹, a la vez que recomendó revisar estos estudios en un plazo de 2 o 3 años para verificar si la evolución de los distintos sistemas eléctricos corrobora o modifica la conclusión obtenida.

En cuanto al estudio regulatorio que permita esta interconexión, se propuso un esquema normativo similar al de la Decisión 536, basado en intercambios de corto plazo entre los sistemas eléctricos de los países miembros del SINEA, en los cuales el uso de los enlaces internacionales no esté condicionado a los contratos de suministro entre los agentes del mercado (como ocurre con el acuerdo entre Perú y Ecuador contenido en la Decisión 757), sino al objetivo de minimizar los costos de producción conjuntos. Se propuso, asimismo, una aproximación gradual, consistente en integrar primero al Perú al mercado ya operativo entre Colombia y Ecuador, y posteriormente integrar en este mercado a Chile y Bolivia. Por ello, el estudio de planificación recomendó primero iniciar la interconexión 500 kV Perú - Ecuador y posteriormente desarrollar la interconexión Perú - Chile.

En ese sentido, conforme consta en la Declaración de Santiago para la Interconexión e Integración Eléctrica Andina del año 2015, suscrita por los representantes de los ministros de los países integrantes de la iniciativa, entre ellos del Ministro de Energía y Minas de Perú y del Ministro de Energía de Chile, consideraron las conclusiones de ambos estudios como preliminares y acordaron continuar con la participación articulada y coordinada con la Comunidad Andina y

⁶⁹ Informe COES/DP-01-2016 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026", de fecha 09 de septiembre de 2016, pp. 276-278. Disponible en <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTT?path=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmision%2FActualizacion%20Plan%20de%20Transmision%202017%20-%202026%2F00_ABC%20del%20Plan%20de%20Transmisi%C3%B3n%2F> Última visita el 31/08/2017.

en particular con el CANREL y sus grupos de trabajo GTOR y GOPLAN, los cuales integran a representantes de Perú y Chile.

Complementariamente, en la Declaración Conjunta entre los presidentes de Chile y Perú de noviembre de 2016, éstos instruyeron a sus ministros responsables para que definan un cronograma de trabajo, elaboren una propuesta de modelo regulatorio para el futuro intercambio eléctrico y se lleven a cabo estudios relacionados con la interconexión eléctrica entre ambos países.

En conclusión, a la fecha no existe una Decisión o Tratado que regule el mecanismo de interconexión eléctrica entre Perú y Chile, siendo resaltante indicar que las Decisiones de la CAN no son de aplicación inmediata a Chile debido a su calidad de País Miembro Asociado⁷⁰ y que, sin perjuicio de ello, Chile ha aprobado legislación interna que regula las interconexiones eléctricas internacionales de manera transversal⁷¹.

CAPÍTULO III: PERSPECTIVAS DEL DESARROLLO DE LAS INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS ENTRE PERÚ Y LOS PAÍSES MIEMBROS DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES.

Como hemos visto en los apartados del capítulo I del presente trabajo, el desarrollo de la infraestructura de transporte transfronteriza en la Unión Europea, constituye un tema de singular importancia para viabilizar la integración energética entre los países comunitarios; por ello se ha establecido reglamentos específicos y detallados para la planificación, financiación, construcción y operación de los denominados enlaces internacionales.

En sentido contrario, es claro que las nuevas disposiciones de la Comunidad Andina aprobadas con la Decisión 816, restan importancia al desarrollo conjunto de las líneas de transporte de interconexión internacional, ya que no se establece

⁷⁰ A diferencia de Perú, que, al ser un País Miembro de la CAN, las regulaciones de esta entidad le resultan de aplicación inmediata, teniendo inclusive prioridad sobre la legislación interna nacional.

⁷¹ Chile ha expedido el Reglamento No. 142 del Ministerio de Energía, que regula y reglamenta las interconexiones eléctricas internacionales de manera transversal, sin hacer distinción entre los países con los cuales se conecte; no obstante, de todas maneras, se requiere de la adopción mutua de ciertas decisiones, tal como para la coordinación para su operación técnica y económica.

pautas generales para la construcción, operación y mantenimiento de las los enlaces internacionales, habiendo incluso el legislador comunitario establecido que el desarrollo de los enlaces será evaluador por los respectivos países miembros, sobre la base de las legislaciones internas respectivas.

En tal sentido, en cumplimiento de la normativa comunitaria, es necesario que el Estado Peruano, como paso previo a cualquier negociación con otro país miembro de la CAN, adecúe su marco normativo del sector eléctrico, con la finalidad de incluir las disposiciones normativas que resulten necesarias para el desarrollo de las líneas de transporte trasfronterizas, y defina las competencias de cada entidad del Estado en el proceso de planificación y desarrollo de los enlaces internacionales.

En efecto, en la actualidad, el marco normativo peruano sólo establece que las interconexiones eléctricas trasfronterizas deben ser aprobadas en el Plan de Transmisión que aprueba el Ministerio, pero nada se dice respecto de si la infraestructura de transmisión eléctrica debe considerarse en mérito de acuerdos privados entre agentes del sector de los respectivos países, o acuerdos internacionales entre Estados.

Por ejemplo, no está claro si para la ejecución del proyecto, es el Estado el que debe encargarse de licitar el proyecto tal como lo hace con las demás instalaciones de la red troncal (Sistema Garantizado e Transmisión), o si el privado puede proponer su ejecución y exigir al Estado el otorgamiento de la concesión necesaria para ejecutarlo⁷².

Sobre el particular, dado que los artículos 58° y 65° de la Constitución Política del Perú, establecen que corresponde al Estado orientar el desarrollo de la nación, y actuar principalmente en las áreas de los servicios público y de infraestructura, sin dejar de lado la defensa de los intereses de los usuarios y consumidores, consideramos que la construcción, operación y mantenimiento de enlaces internacionales con fines de intercambio de electricidad debe ser acordada de

⁷² En el Perú para el desarrollo de la actividad de transmisión eléctrica se exige la obtención de una concesión definitiva de transmisión eléctrica

forma previa por el Estado Peruano, por calificar el sector eléctrico como una actividad estratégica.

Evidentemente, la representación del Estado no sólo puede limitarse a la participación del MINEM como órgano promotor de las inversiones en el sector energía⁷³, sino además debe involucrarse al Osinergmin como órgano supervisor y regulador de las actividades eléctricas, y al COES como entidad encargada de efectuar los estudios técnicos que sustentan la planificación de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Por otra parte, teniendo en cuenta que el desarrollo de los enlaces internacionales, requiere de un minucioso y complejo análisis costo-beneficio para los Usuarios de los sistemas eléctricos involucrados, es necesario que los respectivos sistemas eléctricos sean representados por sus gobernantes, a fin de que en forma conjunta y concordada determinen la viabilidad técnica, ambiental, social, económica y financiera.

En el mismo sentido, dado que el desarrollo de las líneas de interconexión eléctrica transfronterizas requiere de un uso intensivo de recursos de capital, son los Estados los únicos competentes para definir si las obras serán financiadas con fondos públicos o si un colectivo será el que asuma la responsabilidad de pago (generación y/o demanda). Evidentemente, al tratarse de la asignación de cargas públicas para los agentes del sector eléctrico o contribuyentes, la metodología debe ser transparente y predecible.

Ahora bien, ante la diversidad de disposiciones normativas y regulatorias que rigen la actividad de transporte de los países miembros de la CAN, la concreción y desarrollo de un proyecto de transporte transfronterizo, requerirá en mayor o menor medida de una adecuación de la legislación nacional de los países involucrados, atribución que es consustancial de los respectivos Estados.

⁷³ Ver Reglamento de Organización y Funciones (ROF) del Ministerio de Energía y Minas, aprobado Decreto Supremo N° 031-2007-EM y modificatorias.

Por ejemplo, con la finalidad de facilitar la ejecución de los proyectos en los territorios de los Estados involucrados, debe darse un trato preferencial al respectivo titular del proyecto, al momento de obtener las autorizaciones, permisos y licencias necesarias para el proyecto, lo cual sólo puede ser viabilizado mediante la modificación del marco normativo aplicable a la permisología de los proyectos eléctricos de ambos países.

En tal sentido, siendo que únicamente el Estado puede comprometerse frente a otro a modificar el marco normativo vigente, es necesario que tal compromiso sea negociado e incluido en un acuerdo internacional entre los países miembros que serán beneficiados con el enlace internacional. Nuestra interpretación ha sido expuesta por el COES en el último proceso de aprobación del Plan de Transmisión, al indicar que los proyectos de conexiones internacionales, que estos deben contar con acuerdos binacionales que fijen las condiciones y marco en que se mueven antes de ser definidos e incluidos en la planificación de la transmisión⁷⁴.

Sobre la base de todo lo expuesto, podemos afirmar que si bien con la nueva regulación aplicable a los intercambios de electricidad entre los miembros de la CAN, el Perú tiene la potencialidad de convertirse en un *hub energético*⁷⁵ en la región andina, las falencias en el marco normativo interno en lo que respecta al desarrollo de las interconexiones eléctricas internacionales, postergará la concreción de dicho objetivo o peor aún lo volverá imposible de realizar.

CONCLUSIONES

La culminación del mercado interior de la Unión requiere la supresión de numerosos obstáculos y barreras comerciales, la aproximación de las políticas fiscales y de precios y de las medidas sobre normas, así como reglamentaciones en materia de medioambiente y seguridad. El objetivo de todo ello es garantizar el funcionamiento del mercado, con un acceso justo y un alto grado de protección de los

⁷⁴ Informe COES/DP-01-2016 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026", de fecha 09 de septiembre de 2016, p. 290.

⁷⁵ Sobre el particular ver <<http://enfocodederecho.com/civil/integracion-electrica-peru-un-pais-exportador-e-importador-de-energia-electrica/>> Última visita el 31/08/2017.

consumidores, además de unos elevados niveles de interconexión y de capacidad de generación.

Para la creación del Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea (MIE) son necesarias dos condiciones fundamentales. Por una parte, la existencia de las infraestructuras de electricidad para que la energía pueda fluir dentro de la Unión Europea sin que existan restricciones o cuellos de botella entre regiones (el hardware). Por otra, que la regulación de detalle para gestionar y operar dichas infraestructuras se encuentre lo suficientemente armonizada como para aprovechar al máximo los beneficios de la integración del mercado energético europeo (el software).

Con respecto al hardware, el desarrollo de nuevas infraestructuras requiere superar múltiples retos. Entre ellos, el importante monto inicial de movilización de recursos financieros que precisan, los retrasos en los procesos administrativos sobre permisos y autorizaciones y, en algunos tipos de infraestructuras, las reticencias de la población a que éstas atraviesen su territorio.

El instrumento fundamental del software son los llamados “códigos de red”, que se encuentran en gran parte aún en fase de desarrollo. Algunos de ellos ya han sido aprobados y están en proceso de implantación. Los códigos de red son elaborados por el ENTSO-E, aprobados siguiendo la sistemática establecida por el Reglamento (CE) n.º 714/2009. Así mismo, ya hay un programa de trabajo fijado y acordado entre los gestores de redes de transporte (TSOs), los reguladores y la Comisión Europea para el desarrollo de los códigos de red que aún son necesarios para disponer de esa regulación común que permita optimizar el sistema energético europeo.

De otro lado, en el marco de las interconexiones en la Comunidad Andina de Naciones, se evidencia aún la falta de consenso político definitivo que lleve a los estados miembros de esta organización a decidir regirse por una política energética comunitaria.

Si bien recientemente se aprobó la Decisión 816 que regula los aspectos técnicos, operativos y comerciales para los intercambios de electricidad, no se ha establecido reglas comunes para el desarrollo de las redes transfronterizas, lo cual consideramos dificultará la creación de un verdadero mercado único de la energía, dado que cada Estado en el ejercicio de su soberanía, adopta un marco normativo y regulatorio específico para la actividad de transporte de energía eléctrica. Adicionalmente, al tratarse de altas inversiones de capital, al no existir un marco normativo y regulatorio previo que garantice los principios de predictibilidad y seguridad jurídica, resultará poco probable que inversionistas se encuentren interesados en el desarrollo de las redes transfronterizas, y en caso apuesten por su ejecución, los costos de inversión interiorizarán una prima de riesgo alta que provocará un incremento desmedido de los costos del proyecto.

En ese sentido, el desarrollo de las interconexiones para el Perú y los países limítrofes, se encuentra limitado, en tanto que para su ejecución se requiere conciliar múltiples intereses entre los países involucrados, motivo por el cual, para facilitar la integración consideramos que debe existir disposiciones comunes de la CAN que regulen el desarrollo de las redes de transmisión transfronterizas.

BIBLIOGRAFÍA

“A propósito de un Tratado de Derecho del Gas Natural”. Del Guayo Castiella, Iñigo, Separata N° 30, Papeles de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía, febrero 2011.

“El Mercado Europeo de la Energía después del tercer paquete legislativo”. VV.AA., Editorial Comares, mayo 2014.

“Energía en Sudamérica: Una Interconexión que no integra”. Honty, Gerardo, Nueva Sociedad 204, Julio – Agosto 2006.

“Hacia un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible” (Resumen), Separata N° 36, Papeles de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía, octubre 2012.

“Interconexiones Eléctricas y Gasistas de la Península Ibérica: Estado actual y perspectivas”. DE LA FLOR GARCÍA, Francisco Pablo, ARRANZ VILLAFRUELA, Luis, FERNÁNDEZ PÉREZ, José Carlos, DE JUAN GARCÍA, Pablo, FERNÁNDEZ MEIXÚS, Tania, MORENO PADILLA, Ana, DE VICENTE PUENTE, María de los Ángeles, Club Español de la Energía, marzo 2016.

“La política energética de la Unión Europea a la luz del Tratado de Lisboa”, URREA CORRES, Mariola, en “Seguridad, modelo energético y cambio climático”, Madrid, Ministerio de Defensa, Subdirección General de Publicaciones, 2011, pp. 117 - 143.

“La política energética de la Unión Europea. El peso creciente del medio ambiente”, Gonzalo Sáenz de Miera y Sergio Arteta, en “Cincuenta años de construcción europea”, José María Beneyto Pérez (coordinador), Instituto Universitario de Estudios Europeos, Universidad San Pablo-CEU, Madrid, 2008, pp. 137-160.

“La política energética de la Unión Europea: la construcción del mercado interior de la electricidad”, Ricardo Javier Parra Luis, Tesis de la Universidad de Zaragoza (2013).

“La Unión Energética y el Plan Juncker”, Vicente López-Ibor Mayor, Cuadernos de Energía N° 47, Club Español de la Energía, febrero 2016, p. 80.

“Regulación y Política Energética en España. Una reflexión”, Cuadernos de Energía N° 39, Club Español de la Energía, junio de 2013, p. 19.

REFERENCIAS

“Europa, retos energéticos. Tras 30 años de España en la Unión Europea”. Fundación para la Eficiencia Energética. Disponible en <<https://www.youtube.com/watch?v=ME1MdHf-mOE&list=PLycVdccb1AiU4Kts5ZKOkj2zZn9-Y8Wsx>>

“Interconexiones Eléctricas y Gasistas de la Península Ibérica: Estado actual y perspectivas”. Club Español de la Energía. Disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=OadkO_g_Kj0>

“La Integración y nuevo diseño de los Mercados Eléctricos Europeos”. Club Español de la Energía. Disponible en <<https://www.youtube.com/watch?v=gyXB261TwwE>>

“Política de la Unión Europea, la Unión de la Energía”. Entrevista a José Luis Mata, Jefe del Departamento de Regulación y Estudios REE. Fundación para la Eficiencia Energética. Disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=IOI77JeU97A&list=PLycVdccb1AiVm1cr_DeNvkUFGmpQhyrdj&index=3>

“20 años en la construcción del Mercado Interior de la Electricidad en la Unión Europea”. Yolanda García Mezquita, Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Disponible en <<https://www.youtube.com/watch?v=8bM2mPIhJ6Q>>