

**INTEGRACIÓN DE MERCADOS: MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
EN EUROPA Y SU APORTE PRÁCTICO AL CASO COLOMBIANO EN EL MARCO DE
LA COMUNIDAD ANDINA**

CAMILO ANDRÉS BENAVIDES MEDINA
MÁSTER EN NEGOCIO Y DERECHO DE LA ENERGÍA

TESIS FINAL DE MÁSTER - TFM

TUTORA: MARINA SERRANO

CREMADES & CALVO SOTELO ABOGADOS
UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID
MADRID
2020

ÍNDICE

GLOSARIO	1
1. Introducción.....	2
2. Historia del mercado interior de la energía eléctrica en la Unión Europea ...	3
2.1. Consideraciones preliminares.....	3
2.2. Primer paquete (1996)	5
2.2.1. Directiva 96/92/CE – Sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad	5
2.3. Segundo Paquete (2003)	8
2.3.1. Directiva 2003/54/CE - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE	8
2.3.2. Reglamento CE/1228/2003 - sobre condiciones de acceso a la red para intercambios transfronterizos de electricidad.....	10
2.3.3. Decisión 2003/796/EC - por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas	11
2.4. Tercer paquete (2009).....	13
2.4.1. Directiva 2009/72/CE - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE	13
2.4.2. Reglamento CE 713/2009 - por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía – ACER.....	15
2.4.3. Reglamento CE 714/2009 - relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003.....	16
2.4.4. El papel de las iniciativas regionales durante la entrada en vigencia del tercer paquete y la adopción de las directrices/reglamentos de mercado (2011 – 2015).....	18
2.4.6. Reglamento (UE) 2016/1719 - por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo	24
2.5. Cuarto Paquete (2019).....	25
2.5.1. Directiva (UE) 2019/944 - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.....	26
2.5.2. Reglamento (UE) 2019/943 - relativo al mercado interior de la electricidad	27
2.5.3. Reglamento (UE) 2019/942 - por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía	29
3. Funcionamiento del MIE.....	30
3.1. Mercado Acoplado Diario en Europa	30

3.2.	Acoplamiento único Intradíaario	33
4.	Hacia la primera integración de mercados eléctricos en Colombia.....	36
4.1.	La interconexión con Ecuador — Comunidad Andina	40
4.1.1.	Decisión CAN 536 de 2002 y su implementación en el tiempo.....	42
4.1.2.	Decisión CAN 816 de 2017 – Nuevo marco normativo al interior de la CAN – Mercado Andino Eléctrico Regional y sus reglamentos.....	44
5.	Aspectos relevantes y Conclusiones finales.....	47
5.1.	De la existencia de acuerdos internacionales	47
5.2.	De la posibilidad de regular el sector y la noción de servicio público	47
5.3.	De las interconexiones e independencia de la actividad de transporte de energía eléctrica	48
5.4.	Del tratamiento del consumo minorista.....	48
5.5.	De las nuevas realidades del sector eléctrico a nivel mundial.....	49
5.6.	De los agentes participantes en los mercados eléctricos	49
5.7.	De la garantía del suministro y la consecución de precios competitivos a través de la integración de mercados en la CAN	50
	BIBLIOGRAFÍA.....	51

GLOSARIO

ACER- Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía
ACORNEL - Agencia de Regulación y Control de Electricidad de Ecuador
ARN –Autoridades Reguladoras Nacionales
CANREL - Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores del Servicio de Electricidad
CCR - Centros de Coordinación Regionales
CE – Consejo Europeo
CEPAL - Comisión Económica para América Latina y el Caribe
COME – Comisión Europea
CREG - Comisión de Energía Eléctrica y Gas
EM – Estado(s) Miembro(s)
ERGEG - Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas.
GRD - Gestores de Redes de Distribución
GRD UE - Entidad Europea de los Gestores de Redes de Distribución
GRT – Gestores de Redes de Transporte
MAER - Mercado Andino Eléctrico Regional
MAERCP - Mercado Andino eléctrico Regional de Corto Plazo
MIE – Mercado Interior de la Electricidad
ODS - Objetivos de Desarrollo Sostenible
OM – Operadores del Mercado
ONU - Organización de Naciones Unidas
PE – Parlamento Europeo
REGRT-E – Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad
ROSE - Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles para la Región de América Latina y el Caribe
SAI - Sistema Andino de Integración
SIEG - Servicio de Interés Económico General
UE – Unión Europea

1. Introducción

El intercambio internacional de energía eléctrica y la integración de mercados eléctricos representa para los países alrededor del mundo la indiscutible posibilidad de fortalecer la garantía del suministro y la formación de una señal de precio más eficiente y competitivo que beneficie a los consumidores y contribuya a mejorar la calidad de vida de la población, al mismo tiempo representando oportunidades de inversión para todos aquellos que quieran hacer parte de este tipo de mercados. Uno de los ejemplos más claros y avanzados de integración de mercados eléctricos que en la actualidad existe es el caso de la Unión Europea – UE.

El propósito de este estudio es fijar como caso de análisis desde un punto de vista eminentemente jurídico el proceso de estructuración, configuración normativa e integración económica del llamado Mercado Interior de la Electricidad – MIE que por más de 20 años se ha establecido dentro de la UE. Es importante dar claridad al lector desde el inicio que se no se tendrá en cuenta la normatividad del sector del gas dado que si bien presenta similitudes importantes, amerita un análisis independiente¹.

Teniendo en cuenta las lecciones aprendidas en Europa, se podrán identificar cuáles son los principales aspectos a considerar a la hora de integrar física y económicamente mercados de energía eléctrica de países soberanamente independientes. Para esto se propone inicialmente una exposición de la historia del MIE en donde el lector podrá identificar los instrumentos normativos que lo han hecho posible, para luego realizar una breve descripción del funcionamiento actual del MIE y quiénes son sus actores principales.

Una vez identificado los mencionados aspectos se analizará lo que se puede llamar un primer intento de integración del mercado eléctrico Colombiano con mercados de otros países, específicamente en el marco de la Comunidad Andina – CAN, para luego con lo aprendido del caso Europeo, realizar un análisis crítico pero a la vez propositivo del proceso que viene adelantando esta organización internacional hacia una integración regional y llegar a unas conclusiones finales.

Reconocemos de entrada las ventajas que representaría un intercambio internacional organizado de energía eléctrica entre los países de América Latina (incluyendo el caso Colombiano, claro está) partiendo de estos primeros intentos de integración, evidenciando adicionalmente que existe en la actualidad integraciones regionales en América Latina con el camino mucho más avanzado como es el caso de Centro América.

El presente escrito pretende realizar una exposición clara y comprensible teniendo en cuenta la complejidad técnica que representa la energía eléctrica desde el punto de vista físico. Se invita al lector para que profundice sobre los aspectos enunciados en aras de llegar a un mayor grado de conocimiento en cada punto específico, pues perfectamente cada aspecto podría ser suficiente para estudios independientes dado el gran volumen de información.

¹ En Europa el mercado interior de la energía eléctrica y el mercado interior del gas son componentes del mercado interior de la energía. Para efectos de este estudio MIE significa únicamente Mercado Interior de la Energía Eléctrica.

2. Historia del mercado interior de la energía eléctrica en la Unión Europea

2.1. Consideraciones preliminares

La consecución del MIE ha sido un proceso que ha tardado más de 20 años y ha implicado un esfuerzo de la más alta complejidad por parte de diferentes instituciones que son pilares fundamentales en la UE como son el Consejo Europeo - CE, la Comisión Europea - COME, el Parlamento Europeo - PE, los Estados Miembros - EM, las Autoridades Reguladoras Nacionales - ARN, los agentes participantes en la cadena de suministro de energía eléctrica y sus asociaciones comunitarias, entre muchos otros.

Del caso Europeo de entrada se deduce que a la hora de integrar mercados eléctricos, el primer paso a conseguir es un acuerdo político y económico entre naciones soberanas mediante instrumentos de derecho internacional vinculantes (P.e. convenios internacionales) que tengan como objetivo integraciones económicas de mercados en general o de mercados eléctricos de manera específica. Recordemos que lo que hoy se conoce como la UE inicialmente se creó luego de la segunda guerra mundial como una unidad de cooperación eminentemente económica² en el intento de crear un mercado único Europeo o lo que es lo mismo un mercado interior. Hoy en día y luego de los tratados de Lisboa de 2009 adicional al frente económico, la UE se preocupa por abarcar otros temas de trascendental importancia como la seguridad, la salud o el medio ambiente.³

Una premisa fundamental presente desde los tratados constitutivos de la Comunidad Europea⁴ fue la apertura a la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales entre los EM. Teniendo en cuenta esto, se liberalizaron los mercados y como es evidente el mercado de la energía eléctrica no podía escapar a la aplicación de este principio integrador, sin embargo dadas sus características técnicas, el proceso de liberalización de este sector fue particularmente complejo.

Establecer la obligación en cabeza de los Estados de crear las condiciones necesarias para la existencia de mercados comunes de energía eléctrica es fundamental teniendo en cuenta que dadas las características históricas de los diferentes países, la regulación de los diferentes mercados de energía eléctrica se ha estructurado de formas muy diferentes. El profesor alemán Matthias Herdegen en su esfuerzo de dar individualidad a la rama jurídica del derecho económico internacional sostiene que “... *el concepto de orden económico mundial remite a la integración de los órdenes económicos nacionales en el tráfico económico mundial*”⁵. Las características propias de la energía eléctrica, la cual circula a través de redes y que en principio no se puede almacenar dado el desarrollo actual de la tecnología, implica que sin un orden técnico y económico más o menos uniforme entre varios países que quieran compartir este valioso recurso energético y los consecuentes

² Comunidad Económica Europea de 1958 compuesta por Alemania, Bélgica, Francia, Italia, Luxemburgo y Holanda.

³ Unión Europea. Objetivos y valores de la unión europea. (3 de mayo de 2020). De la unión económica a la unión política. Recuperado de: https://europa.eu/european-union/about-eu/eu-in-brief_es

⁴ Se debe tener presente que la actual Unión Europea proviene de tres comunidades previas: La Comunidad Económica Europea absorbida por la entrada en vigor del tratado de Lisboa de 2009, La Comunidad Europea del Carbón y del Acero que expiró en 2002 y la Comunidad Europea de la Energía Atómica que actualmente sigue vigente.

⁵ HERDEGEN, M. (2012). Derecho Económico Internacional 8 Ed (Traducción al español). München, Beck Juristischer Verlag, 2009. Traducción Bogotá, Colombia: Editorial Universidad del Rosario. P. 4.

beneficios que conlleva esto para sus consumidores y economías, es imposible llegar a un mercado común.

Contar con convenciones internacionales que ordenen y fijen la ruta de trabajo en la integración de mercados de energía eléctrica reviste una importancia fundamental, pues es sólo a través de ellos que se logra coherencia y se brinda seguridad al sector, sus participantes, beneficiarios y reguladores.

“Las expectativas económicas respecto al comportamiento de los Estados (o de las organizaciones internacionales y sus órganos) requieren del Derecho internacional público cuando se trata de que estas expectativas tomen cuerpo en el plano internacional a través de reglas vinculantes. Posiciones protegidas por el Derecho internacional público, como las que existen, por ejemplo, a favor de un inversor privado en un país receptor extranjero, son independientes del Derecho nacional y de su modificación. Derecho internacional y Derecho nacional son, respectivamente, sistemas jurídicos independientes que presentan frecuentes puntos de contacto. La violación de obligaciones derivadas de la normativa convencional internacional, por ejemplo a través de limitaciones a la importación o de la imposición de medidas frente a una empresa extranjera, puede estar justificada desde la perspectiva del juez nacional por una norma interna, pero trae consigo la responsabilidad internacional del Estado.”⁶

Europa es un caso especial y fascinante. Los tratados constitutivos implican la existencia de un ordenamiento jurídico autónomo⁷, el cual en muchas ocasiones⁸ prevalece frente al derecho de los EM en el ámbito de sus competencias y adicionalmente puede establecer derechos y obligaciones directamente a los particulares colocando el derecho de la UE en el mismo plano que los derechos de los mismos EM.

El lector para la comprensión de los siguientes capítulos deberá tener presente la estructura de las fuentes normativas al interior de la UE. Asemajando el análisis a la pirámide Kelseniana, en la cúspide se tienen los tratados constitutivos junto con los principios generales del derecho de la Unión y la carta de derechos fundamentales, lo que también se conoce como derecho originario, luego en un segundo escalón se deberán situar los acuerdos asumidos por la UE con otros Estados u organizaciones internacionales para finalmente en la base encontrar el derecho derivado, principalmente representado en Reglamentos, Directivas, Decisiones, Recomendaciones y Dictámenes que emanan de las instituciones europeas.

La consecución del MIE en detalle, se ha estructurado normativamente principalmente a través del derecho derivado de la UE, los cuales tienen las siguientes implicaciones jurídicas:

“Reglamentos

Los reglamentos son actos legislativos vinculantes. Deben aplicarse en su integridad en toda la UE. (...)

⁶ Ibídem. P. 12.

⁷ Ibídem P. 20.

⁸ Es importante tener presente que el derecho de la UE dependiendo del asunto del que se trate puede ser subsidiario y por lo tanto aplicable en caso de que no exista regulación específica en el EM.

Directivas

Las directivas son actos legislativos en los cuales se establecen objetivos que todos los países de la UE deben cumplir. Sin embargo, corresponde a cada país elaborar sus propias leyes sobre cómo alcanzar esos objetivos. (...)

Decisiones

Las decisiones son vinculantes para aquellos a quienes se dirigen (un país de la UE o una empresa concreta) y son directamente aplicables. (...)

Recomendaciones

Las recomendaciones no son vinculantes. (...) Las recomendaciones permiten a las instituciones dar a conocer sus puntos de vista y sugerir una línea de actuación sin imponer obligaciones legales a quienes se dirigen.

Dictámenes

Los dictámenes son instrumentos que permiten a las instituciones hacer declaraciones de manera no vinculante, es decir, sin imponer obligaciones legales a quienes se dirigen. Los dictámenes no son vinculantes. (...)⁹

Desde un punto de vista histórico se han identificado 4 “paquetes normativos” mediante los cuales el Consejo, el Parlamento y la Comisión han venido haciendo posible el nacimiento del MIE y dando la identidad que hoy en día conocemos, sin embargo ciertos aspectos no han sido modificados desde sus inicios, pues lo que se quiere principalmente es que los consumidores de energía eléctrica dentro de la UE puedan acceder a precios competitivos de la energía, con eficiencia, calidad y seguridad del suministro propendiendo por la sostenibilidad del sistema y asegurando una competencia real dentro del sector en la medida que las diferentes actividades técnica y económicamente lo permitan.

2.2. Primer paquete (1996)

2.2.1. Directiva 96/92/CE – Sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

Esta Directiva es de suma importancia pues se configura como el primer paso firme hacia la consecución del MIE correspondiendo por la misma época con los procesos de liberalización de los mercados de energía eléctrica en los diferentes países europeos surtidos en los años 90 donde predominaban en muchos casos monopolios estatales.

Antes de la expedición de la Directiva 96/92/CE existían dos directivas muy importantes del Consejo como antecedentes del esfuerzos hacia el MIE, las directivas 90/547/CEE del 29 de octubre de 1990 y la Directiva 90/377/CEE del 29 de junio de 1990 relativas al tránsito de electricidad por las grandes redes y a un procedimiento comunitario que garantizara la transparencia de los precios aplicables industriales finales de la electricidad, sin embargo con esta nueva norma se quiso que los EM mediante la trasposición de la Directiva en sus legislaciones nacionales aseguraran las condiciones de un mercado electricidad competitivo racionalizando la utilización de los recursos de generación, transmisión y

⁹ Unión Europea. Reglamentos, directivas y otros actos legislativos. (3 de mayo de 2020). Recuperado de: https://europa.eu/european-union/eu-law/legal-acts_es

distribución de electricidad bajo la premisa de contar con seguridad del abastecimiento y protección del medio ambiente.¹⁰

Teniendo en cuenta el principio de subsidiariedad¹¹ los EM adoptaron el régimen de prestación del servicio de energía eléctrica que más les convenía a su situación particular pero resultó indispensable que cada Estado respetara ciertos mínimos fundamentales para lograr efectivamente un MIE. Esto implica que cada mercado de energía eléctrica tiene sus particularidades que lo hacen único.

Se abandona a nivel europeo la noción de que el servicio de energía eléctrica es un servicio público y por lo tanto se liberalizó el sector, sin embargo teniendo en cuenta la sensibilidad en la economía y en aras de proteger la seguridad del suministro, el consumidor y el medio ambiente, se previó la posibilidad de imponer obligaciones de servicio público a las empresas que participan en el sector por parte de los EM, por lo tanto el sector de la energía eléctrica resulta ser eminentemente regulado desde sus orígenes¹². Esto se ve muy bien reflejado para el caso del Reino de España en la Ley 54/1997 por medio de la cual se liberalizó el mercado de energía eléctrica en dicho país:

*“(...) así, **se abandona la noción de servicio público**, tradicional en nuestro ordenamiento pese a su progresiva pérdida de trascendencia en la práctica, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional.” (Negrillas nuestras).*

Actualmente el servicio de energía eléctrica corresponde a la noción de Servicio de Interés Económico General – SIEG. La Comisión Europea ha entendido que los SIEG “*son servicios básicos que se prestan a cambio de una remuneración (por ejemplo, los servicios postales). Aunque están sujetos a las normas europeas de competencia y mercado interior, cuando sea necesario pueden hacerse excepciones para garantizar el acceso de los ciudadanos a los servicios básicos.*”¹³

Esta posibilidad de imponer obligaciones de servicio público, se va a mantener a lo largo de todos los paquetes y las legislaciones internas de los países por lo tanto es un aporte de este primer paquete de la más alta importancia.

¹⁰ Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (9 de diciembre de 1996). 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. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:31996L0092&from=PL>

¹¹ Este principio indica que a nivel comunitario lo que se hace es establecer una serie de principios generales que deben ser respetados por las legislaciones de los EM.

¹² El artículo 3.1. de la Directiva disponía expresamente lo siguiente: 2. “*Dentro del pleno respeto de las disposiciones pertinentes del Tratado, en particular su artículo 90, los Estados miembros podrán imponer a las compañías de electricidad obligaciones de servicio público de interés económico general, que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad de abastecimiento, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente; estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, o discriminatorias y controlables; dichas obligaciones de servicio público, así como su posible revisión, serán publicadas y comunicadas sin demora a la Comisión por los Estados miembros. Como medio de cumplir con las mencionadas obligaciones de servicio público, los Estados miembros que así lo deseen podrán establecer una planificación a largo plazo.*”

¹³ Comisión Europea. Definición de Servicios de Interés General. (21 de abril de 2020). Recuperado de: https://ec.europa.eu/info/topics/single-market/services-general-interest_es

Por su parte, reconociendo que el mercado tiene ciertas limitaciones técnicas respecto a la competencia dado que la energía eléctrica fluye a través de redes y no es económicamente viable que exista más de una red para transportar la energía desde el punto de producción hasta el punto de consumo final, la Directiva estableció que la red de transmisión (es decir la red que transporta grandes tensiones de energía y que por lo tanto es la más importante en los procesos de interconexión entre países) debía someterse a una gestión y a un control central y por tanto debían asignarse Gestores de las Redes de Transmisión – GRT.

Esto básicamente quiere decir que solo un agente económico es quien debe explotar, mantener y expandir la red de transmisión. Dependiendo del país se optó por ejemplo por un único GRT (como en el caso Español) o por varios GRT (Alemania), pero en todo caso hay un único GRT en cada zona que tenga asignada. Para el caso de la actividad de distribución se dijo que se deben nombrar Gestores de Redes de Distribución – GRD para zonas determinadas.

Hay un elemento fáctico importante, los activos de transmisión de energía eléctrica en los países ya estaban construidos y en la mayor parte de los Estados eran de propiedad de agentes económicos que también realizaban actividades de producción y comercialización de energía eléctrica. Esto podría crear el incentivo al propietario de la red de transmisión para impedir la conexión de plantas de producción o puntos de consumo de agentes diferentes pues son sus rivales en el juego de la competencia. Se prohíbe en esta Directiva expresamente el abuso de la posición dominante y comportamientos predatorios dentro de los mercados eléctricos en Europa.

Teniendo en cuenta esta situación, la Directiva 96/92/CE tímidamente dispuso que cuando se presenta esto, es decir en empresas que desarrollan actividades diferentes dentro de la cadena del suministro de energía eléctrica y que por lo tanto se encuentran verticalmente integradas, la actividad de transmisión debía administrarse con independencia de las demás actividades lo que implica una separación funcional dentro de las empresas, indicando adicionalmente que existirá una separación contable entre todas las actividades. Como se observará esta disposición a lo largo de los paquetes se irá endureciendo dado que el incentivo se mantenía.

Adicionalmente se reconoció que es necesario asegurar técnicamente la interoperabilidad de las redes, criterios objetivos y no discriminatorios que regulen el orden de entrada en servicio de las centrales eléctricas dando prioridad a la generación proveniente de energías renovables, limitación en el flujo de información entre las actividades de comprador único y la generación y de distribución, formas de acceder a las redes y posibilidad de autorizar la construcción y utilización de líneas directas.

En nuestro criterio la Directiva 96/92/CE aporta valiosamente al esfuerzo de conseguir un MIE dado que estableció para todos los EM la posibilidad de imposición de obligaciones de servicio público, un régimen de separación de actividades¹⁴, designación de Gestores de Redes de Transporte – GRT y Gestores de Redes de Distribución – GRD, accesos de terceros a las redes (ATR) y adicionalmente calendarios tentativos para la liberalización de los mercados minoristas, es decir los mercados que venden la energía a los consumidores finales, y las primeras disposiciones en asuntos transfronterizos.

¹⁴ Se habla de separación contable de todas las actividades y de separación funcional de la actividad de transmisión o transporte de electricidad.

Los Estados mediante la trasposición a sus legislaciones internas de las disposiciones contenidas en la Directiva empezaron a tener mercados eléctricos más o menos semejantes, lo que implicó un gran avance para que se pudiesen integrar posteriormente.

2.3. Segundo Paquete (2003)

2.3.1. Directiva 2003/54/CE - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE

Esta directiva tuvo un hito previo importante, en el año 2000 el Consejo Europeo reunido en la ciudad de Lisboa los días 23 y 24 de marzo, solicitó a la Comisión adoptar una serie de medidas urgentes para la plena realización de mercado de la energía y su consecuente liberalización, entendiendo que las metas propuestas en los tratados constitutivos no se estaban cumpliendo para este mercado.

Esto es posible evidenciarlo en las conclusiones de presidencia del Consejo de dicha reunión:

“Reformas económicas para el logro de un mercado interior plenamente operativo

16. Es necesario actuar rápidamente para culminar el mercado interior en determinados sectores y mejorar los resultados insuficientes en otros a fin de velar por los intereses de empresas y consumidores. Para obtener un máximo rendimiento de la liberalización del mercado es asimismo fundamental disponer de un marco eficaz para llevar a cabo la actual labor de revisión y mejora, basada en la Estrategia del Mercado Interior aprobada por el Consejo Europeo de Helsinki. Por otra parte, con el fin de garantizar que las empresas puedan prosperar y funcionar de manera eficaz y en un plano de igualdad dentro del mercado interior es fundamental aplicar de modo uniforme normas justas relativas a la competencia y a las ayudas estatales.

17. Por ello, el Consejo Europeo solicita a la Comisión, al Consejo y a los Estados miembros, de conformidad con las competencias respectivas de cada cual, que:

*(...)aceleren el proceso de **liberalización** en los sectores del gas, **la electricidad** (...)¹⁵*

Se solicitó entonces a la Comisión adoptar un calendario detallado para alcanzar de forma progresiva la liberalización de los mercados de electricidad. La incorporación de la Directiva 96/92/CE (primer paquete) en las diferentes legislaciones de los EM supuso beneficios indiscutibles en la consecución de un MIE. Los considerandos de esta nueva directiva manifiestan sus bondades:

“La experiencia adquirida con la aplicación de esta Directiva ha puesto de manifiesto las ventajas que pueden derivarse del mercado interior de la electricidad, en lo que

¹⁵ Consejo Europeo de Lisboa. Conclusiones de la presidencia. (22 de abril de 2000). Recuperado de: https://www.europarl.europa.eu/summits/lis1_es.htm#

se refiere a mayor eficacia, reducciones de los precios, mejora de la calidad del servicio y mayor competitividad.”¹⁶

Con esta nueva Directiva se quiso corregir una serie de deficiencias con el objetivo de garantizar condiciones equitativas en la producción o generación de energía eléctrica, publicación de información de las fuentes y su impacto al medio ambiente, evitando la posibilidad del abuso de la posición dominante, tarifas de acceso a las redes previamente publicadas y conocidas por todos y protección de los derechos de los clientes pequeños y vulnerables.

Las principales premisas de esta Directiva fueron:

- Para que exista competencia es necesario que el acceso a las redes no sea discriminatorio, transparente y a precios razonables, lo que incluye a los GRT y GRD.
- Las redes de distribución y de transporte deben ser gestionadas por entes jurídicamente independientes¹⁷ en el caso de empresas verticalmente integradas. Es indispensable garantizar la independencia de los GRT y GRD respecto de los intereses de los generadores o productores y del suministro o comercialización.
- Necesidad de adoptar nuevas medidas que garanticen tarifas transparentes y no discriminatorias en el acceso del uso de las redes.
- Las autoridades reguladoras de los Estados debían esforzarse en conseguir las condiciones más homogéneas para facilitar la celebración de contratos por empresas eléctricas establecidas en otro Estado miembro para el suministro de clientes cualificados¹⁸.
- Las competencias que les asignan los Estados a las autoridades reguladoras deben ser más o menos homogéneas y por lo tanto deben incluir al menos la fijación o la aprobación de tarifas o, como mínimo, las metodologías de cálculo de las tarifas de transporte y distribución.
- Se establece un enfoque progresivo en la liberalización de los consumidores finales, es decir que éstos puedan elegir libremente a su suministrador.
- Se habla de la posibilidad de establecer suministradores de último recurso.
- Se adoptan medidas para garantizar regímenes de accesos homogéneos y no discriminatorios para el transporte y los flujos de electricidad transfronterizos.

Entre muchos otros, el valor agregado que aporta esta directiva hacia la consecución del MIE es que establece la separación de las actividades de transporte desde el punto de vista funcional y legal (no de propiedad), lo cual es un endurecimiento respecto de lo que se

¹⁶ Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (26 de junio de 2003). 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. Recuperado de: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0005.02/DOC_1&format=PDF

¹⁷ La misma directiva hace la claridad conceptual: es importante distinguir entre dicha separación jurídica y la separación de la propiedad. La separación jurídica no implica un cambio en la propiedad de los activos y nada impide el empleo de condiciones similares o idénticas que apliquen en toda la empresa integrada verticalmente. Sin embargo, un proceso decisorio no discriminatorio debe estar garantizado mediante medidas organizativas respecto de la independencia de los responsables de las decisiones.

¹⁸ Los clientes cualificados básicamente son aquellos que no tenían la posibilidad de elegir libremente su suministrador de energía.

venía manejando en la Directiva anterior. Las empresas integradas verticalmente tuvieron que constituir sociedades distintas que se encargaran de dichas actividades.

Las conexiones a las redes también conocidas como accesos de tercero a las redes (ATR) en esta nueva directiva son eminentemente reguladas y se continúa con el esfuerzo de liberalizar el consumo minorista de energía eléctrica con un plazo máximo establecido para el año 2007. Esto fue crucial pues conforme lo establecía el artículo 21 de la Directiva a partir de 2007 todos los clientes de energía eléctrica en Europa debían tener la posibilidad de elegir libremente su suministrador, esta liberalización en algunos países se implementó un poco más tarde pero en todo caso hoy en día es una realidad.

Uno de los puntos que tal vez representa mayor novedad y avance en esta Directiva es que se reconoció la importancia de que las ARN tengan unas competencias más o menos similares y adicionalmente que contaran con una garantía de independencia frente a los Gobiernos de los EM, así como la forma en que estas ARN debían de contribuir al desarrollo del MIE mediante cooperación mutua y con la Comisión, creando las condiciones hacia un regulador comunitario.

Con esta Directiva en Europa se continuó con el esfuerzo en la homogenización de los mercados eléctricos respecto a las condiciones, sus participantes y gestores, pero adicionalmente se tendrán unas autoridades reguladoras con competencias similares en toda Europa e independencia frente al ejecutivo.

2.3.2. Reglamento CE/1228/2003 - sobre condiciones de acceso a la red para intercambios transfronterizos de electricidad.

En este paquete se optó por fomentar el comercio transfronterizo de electricidad a través de este reglamento que como ya se ha dicho fue de aplicación directa en todos los EM.

Se establecieron unos principios fundamentales sobre tarificación y asignación de capacidades y congestión de flujos transfronterizos teniendo en cuenta una premisa que en la actualidad se mantiene: los GRT deben ser compensados por los GRT de donde proceden los flujos de red transfronterizos como por los GRT en donde estos flujos terminan, por lo tanto al fijar las tarifas nacionales se deben tener en cuenta los pagos que se causan a favor de los GRT en los intercambios transfronterizos.

Dispone expresamente el reglamento:

“La condición previa para una competencia efectiva en el mercado interior es el establecimiento de una tarificación no discriminatoria y transparente por la utilización de la red, incluidas las líneas de conexión en la red de transporte. La capacidad disponible de estas líneas debe fijarse en el nivel máximo compatible con el respeto de las normas de seguridad de funcionamiento de la red.”¹⁹

¹⁹ Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (26 de junio de 2003) REGLAMENTO (CE) No 1228/2003 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX%3A32003R1228>

Este reglamento fue muy importante pues impulsó la competencia dentro del MIE estableciendo un mecanismo de compensación por los flujos eléctricos transfronterizos y fijó una serie de principios a ser respetados por todos los EM respecto de las tarifas de transporte transfronterizo y asignación de la capacidad de interconexión disponible entre las redes nacionales de transporte.

2.3.3. Decisión 2003/796/EC - por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas

En este momento luego de haberse definido el marco reglamentario del MIE con las directivas 2003/54/CE y el Reglamento CE/1228/2003, la comisión crea un grupo consultivo independiente sobre la electricidad y el gas, denominado “Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas” – ERGEG cuyo objetivo fundamental es apoyar a la Comisión en aras de la consolidación del MIE.²⁰

Dispone expresamente la decisión:

“En estas circunstancias, se debe crear un «Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas» para facilitar las consultas, la coordinación y la cooperación entre los organismos reguladores de los Estados miembros y entre estos organismos y la Comisión, con miras a consolidar el mercado interior y a velar por una aplicación coherente en todos los Estados miembros de las Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE y del Reglamento (CE) no 1228/2003.”²¹

Esto es un claro resultado del esfuerzo de este paquete para coordinar a las ARN con la finalidad de que se presenten las condiciones necesarias para consolidar un MIE. Tener en cuenta que no se optó por la creación de un regulador a nivel comunitario sino por un cuerpo de carácter meramente consultivo y de apoyo dentro de la misma COME.

“Artículo 1

Objeto y actividades

1. La Comisión crea un grupo consultivo independiente sobre la electricidad y el gas, denominado "Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas" (denominado en lo sucesivo "el Grupo").

2. Por propia iniciativa o a petición de la Comisión, el Grupo asesorará y asistirá a la Comisión en la consolidación del mercado interior de la energía, en especial en lo relacionado con la preparación de proyectos de disposiciones de aplicación en el ámbito de la electricidad y el gas y en cualquier asunto relacionado con el mercado interior del gas y de la electricidad. El Grupo facilitará las consultas, la coordinación y la cooperación de las autoridades nacionales de reglamentación, contribuyendo a la aplicación coherente en todos los Estados miembros de las Directivas 2003/54/CE

²⁰ Comisión Europea. (11 de noviembre de 2003) DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 11 de noviembre de 2003 por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003D0796&from=EN>

²¹ *Ibidem*.

y 2003/55/CE y del Reglamento (CE) n° 1238/2003, así como de la posible futura legislación comunitaria en el ámbito de la electricidad y del gas.²²

Los ARN de los EM y los GRT desde varios años habían desarrollado diferentes iniciativas de cooperación e integración de mercados eléctricos desde el punto de vista regional, sin embargo con la creación del ERGEG se dio inicio formal pero voluntario a la consolidación de estas iniciativas regionales como el punto de inicio para conseguir un MIE a nivel Europeo. En la siguiente imagen se puede observar el marco geográfico de las 7 iniciativas regionales que posteriormente se convertirán en las zonas de precio del MIE²³:



Como se observará más adelante con en el estudio del tercer paquete, estas iniciativas regionales serán de la más alta utilidad pues fueron el punto de partida hacia la integración de toda Europa:

“As mentioned before, substantial progress in the Electricity Regional Initiatives (ERI) had already been achieved at the time of ERGEG Thanks to this strong legacy and the continuous efforts of NRAs and stakeholders, as well as ACER’s commitment to adopt a new approach to the RIs, significant progress in market integration has been achieved in electricity in 2011.”²⁴

²² *Ibíd.*

²³ ACER. (1 de enero de 2011) ACER Regional Initiatives Status Review Report 2011. Getting to 2014: The Role of Regional Initiatives. Pag 8 (9 de mayo de 2020) Recuperado de: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202011.pdf

²⁴ *Ibíd.* Pag 15.

2.4. Tercer paquete (2009)

Este paquete es tal vez el más importante de todos pues lo que hizo fue reforzar de una manera contundente la cooperación transfronteriza dentro del ámbito del MIE, se abogó por una mayor independencia de los GRT, así como la creación de nuevos actores que son hoy en día fundamentales en el funcionamiento de este especial mercado.

2.4.1. Directiva 2009/72/CE - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE

En este punto se reconoció que si bien la Directiva 2003/54/CE contribuyó de manera destaca en la creación del MIE, existían todavía problemas en cuanto a las condiciones de igualdad en la venta de electricidad, acceso no discriminatorio a las redes, interconexión y nivel de supervisión regulatorio efectivo de parte de los EM. La Comisión mediante comunicación dirigida al Consejo y Parlamento Europeo²⁵ reconoció expresamente lo siguiente:

“La Comunicación sobre el mercado interior de la energía y el Informe final del estudio sectorial en materia de competitividad demuestran que las actuales normas y medidas todavía no han logrado estos objetivos. Existen indicios de que este estancamiento está llevando a los Estados miembros a imponer unos precios máximos de la electricidad y el gas. Dependiendo del nivel a que se sitúen dichos precios máximos, y de si están generalizados o no, esta situación podría obstaculizar el buen funcionamiento del mercado interior de la energía y ocultar las señales que indican la conveniencia de crear nueva capacidad, lo que desalentaría la inversión y daría lugar a futuras deficiencias de suministro. En tales circunstancias podría además dificultarse el acceso al mercado de nuevos competidores, incluidos los que ofrecen una energía más limpia.”

Esto fue fundamental, Europa para estos años daba inicio a los esfuerzos en la lucha contra el cambio climático a la vez que contaba con una tendencia histórica hacia la dependencia energética y el aumento en los precios de la energía. Se quiso avanzar hacia una energía sostenible²⁶, segura²⁷ y competitiva²⁸.

“Las medidas existentes en campos tales como la electricidad renovable, los combustibles biológicos, la eficiencia energética y el mercado interior de la energía han logrado ya importantes resultados, pero no son lo suficientemente coherentes como para lograr la sostenibilidad, la seguridad de abastecimiento y la competitividad.”²⁹

Se quiso impulsar una reglamentación y gobernanza del sector efectiva:

²⁵ Comisión Europea. Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo a al Parlamento Europeo del 10 de enero de 2007. (29 de abril de 2020). Una política energética para Europa. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:ES:PDF>

²⁶ Haciendo especial referencia a las emisiones de gases de efecto invernadero y cambio climático.

²⁷ Dependencia de la importación de hidrocarburos.

²⁸ Volatilidad y aumento de precios internacionales de la energía.

²⁹ Comisión Europea. Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo a al Parlamento Europeo del 10 de enero de 2007. (29 de abril de 2020). Una política energética para Europa. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:ES:PDF>

“(...) hay que armonizar las normas técnicas necesarias para el buen funcionamiento del comercio transfronterizo. Hasta el momento los avances logrados han quedado muy lejos de esa meta. Ni la creación del Grupo de Reguladores Europeos del Gas y la Electricidad (GREGE) ni los Reglamentos de la electricidad y el gas han conseguido aportar la gobernanza requerida. La mayoría de las normas técnicas siguen siendo diferentes entre los Estados miembros, lo que dificulta y a veces imposibilita el comercio transfronterizo.”³⁰

Se enfatiza en el esfuerzo de la consecución y desarrollo de las conexiones transfronterizas, mercados regionales, incentivos a la inversión en nuevas fuentes de producción o generación a través de renovables y eficiencia energética, acceso transfronterizo a nuevos suministradores de electricidad, separación efectiva entre las redes y las actividades de producción o de suministro³¹, independencia del gestor de red, acceso no discriminatorio a las redes internas, fortalecimiento de la independencia de los reguladores nacionales, protección al consumidor final, reforzamiento de las obligaciones de servicio público, entre otros temas.³²

Se puede decir que con esta directiva se buscó llegar a un MIE plenamente operativo mediante:

- La separación efectiva de la actividad de transporte
- Mayor protección del consumidor
- Reforzamiento de los poderes y la independencia de los reguladores nacionales
- Énfasis en asuntos transfronterizos y del mejoramiento de su institucionalidad
- Mayor transparencia de los mercados

Como se puede ver en esta Directiva se endurecieron las condiciones de independencia de los GRT respecto de actividades diferentes de la cadena de suministro de la energía eléctrica, conocida como desagregación o *Unbundling*. Los EM, con un límite fijado para 2012, tuvieron la opción de elegir cómo se iba a separar la actividad de transporte entre las siguientes:

- Separación plena de la propiedad (por sus siglas en inglés TSO): implica que la persona, sociedad o grupo de ellas que controlan a un GRT no puede tener ningún tipo de derecho o participación en otras sociedades que desarrollen la actividad de producción o distribución de energía eléctrica.
- Operador de sistema independiente (por sus siglas en inglés ISO): En este caso la compañía verticalmente integrada puede mantener la propiedad de la red de transporte pero la operación de la misma la debe realizar un operador independiente designado por el EM y aprobado por la Comisión.

³⁰ *Ibidem*.

³¹ La separación jurídica y funcional ya se había planteado desde la Directiva 2003/54/CE sin embargo no fue suficiente.

³² Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (13 de julio de 2009) DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=de>

- Operador de transporte independiente (por sus siglas en inglés ITO): Aquí se permite que la compañía y por lo tanto la propiedad de la red de transporte se mantenga integrada así como su operación, sin embargo requiere que la compañía cumpla con una serie de medidas bastante estrictas las cuales aseguran la independencia. Este sería el umbral más bajo de separación.

A partir del cumplimiento de este mandato se configuraron las formas jurídicas actuales de los diferentes GRT en Europa.

2.4.2. Reglamento CE 713/2009 - por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía – ACER

Con el antecedente de la creación del ERGEG, se identificaron las bondades de contar con una institución comunitaria con competencias claras y la opción de aprobar decisiones en casos concretos, pues hasta el momento a nivel europeo no existía una entidad con estas características.

Mediante este Reglamento se crea la ACER como una entidad comunitaria independiente que apoya y coordina a las ARN en el ejercicio de las funciones establecidas a su favor y que se vienen reconociendo de forma más o menos uniforme desde el segundo paquete en todo a nivel comunitario.

Es importante tener presente que la ACER no es una entidad de regulación a nivel europeo como tal, pues la competencia en cuanto a regulación del sector se mantiene en cabeza de los EM y sus ARN y por lo tanto se asemeja más a un mecanismo de cooperación entre los reguladores nacionales.

Se establecieron las siguientes funciones fundamentales³³ en la consecución del MIE teniendo muy presente que de forma general se asignó al ACER el objetivo de resolver conflictos transfronterizos sobre los que no tienen jurisdicción las ARN al exceder sus límites territoriales a partir de la cual se asignaron una serie de funciones específicas: :

- Supervisa los mercados interiores de la electricidad.
- Establecimiento de directrices marco no vinculantes: La ACER expide directrices las cuales deben servir como base en la elaboración de los códigos de red europeos, esto es importantísimo pues los códigos de red europeos son de obligatorio cumplimiento para todos los participantes del mercado eléctrico.
- Se posibilita para que pueda emitir decisiones individuales en temas específicos, lo que le otorga un mayor control a la hora de velar por una aplicación uniforme de la legislación sobre el mercado interior de la electricidad cuando se presentan conflictos entre las ARN.
- Desempeña un papel consultivo respecto a la Comisión Europea y puede emitir informes indicando la existencia de agentes que no están cumpliendo la normativa o los dictámenes, recomendaciones o decisiones de la misma ACER.
- Puede emitir recomendaciones a los ANR.

³³ Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (13 de julio de 2009) REGLAMENTO (CE) no 713/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009R0713&from=EN>

- La ACER emite dictámenes sobre los planes a diez años de desarrollo de las redes de transporte a nivel Europeo. Las inversiones en redes son esenciales para garantizar el MIE, el Tercer Paquete estableció planes decenales y ACER juega un papel crucial en este sentido.
- Se asegura la independencia de la ACER respecto del ejecutivo de los EM

Con la creación de la ACER se dio un avance trascendental pues en un mismo órgano comunitario empezaron a confluír las ARN, iniciando un claro trabajo conjunto en el marco de la cooperación transfronteriza a nivel institucional para la consecución de un MIE efectivo.

Adicionalmente la ACER tendrá funciones relacionadas con otros agentes como los GRT a través de su asociación comunitaria (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad – REGRT-E o por sus siglas en inglés ENTSO-E) y la misma CE.

2.4.3. Reglamento CE 714/2009 - relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003

Con el Reglamento 1228/2003 no se consiguieron las condiciones necesarias para la creación de capacidades de interconexión entre los EM. Este nuevo reglamento por lo tanto fue expedido con esa finalidad, propendiendo por de una mayor cooperación y coordinación de los GRT.³⁴ Esto se realizó mediante:

- Un mecanismo de compensación por los flujos eléctricos transfronterizos y la fijación de una serie de principios armonizados sobre las tarifas de transporte transfronterizo y asignación de capacidad de interconexión entre las redes nacionales de transporte.
- Mecanismos de armonización de normas con la finalidad de tener un mercado mayorista europeo funcional.

Se crea una Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad – REGRT-E o por sus siglas en inglés ENTSO-E, mediante la cual se agrupan los GRT en el marco de la cooperación comunitaria. Anteriormente existían asociaciones de redes regionales de transporte, pero no una a nivel europeo.

Establece expresamente el artículo 4 del Reglamento:

“Todos los gestores de redes de transporte cooperarán a nivel comunitario a través de la REGRT de Electricidad, a fin de promover la realización y el funcionamiento del mercado interior del gas natural y del comercio transfronterizo, y de garantizar la gestión óptima, el funcionamiento coordinado y la evolución técnica adecuada de la red europea de transporte de electricidad.”

³⁴ Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (13 de julio de 2009) REGLAMENTO (CE) no 714/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX%3A32009R0714>

En aras de lograr la armonización de normas, se previó la creación de códigos de red europeos, que como lo vimos en el apartado anterior, deben provenir de los principios establecidos en las directrices marco no vinculantes expedidas por la ACER.

Mediante estos códigos de red³⁵ se pretendió que los GRT estuviesen coordinados en el esfuerzo por permitir una gestión óptima de la red de transporte de electricidad entre los países europeos así como el comercio y suministro de electricidad a través de las fronteras.

Esta REGRT-E entonces será la encargada de elaborar los códigos de red a nivel europeo los cuales serán revisados por la ACER y expedidos por la Comisión mediante reglamentos de obligatorio cumplimiento. Es decir que los GRT deben operar sus redes teniendo en cuenta estos códigos de red, los cuales no sustituyen a los códigos de red nacionales que no tengan ámbito transfronterizo. El artículo 8.7 disponía: *“Los códigos de red se desarrollarán en materia de redes transfronterizas y en materia de integración del mercado y se entenderán sin perjuicio del derecho de los Estados miembros a establecer códigos de red nacionales que no afecten el comercio transfronterizo.”*

Por su parte el Reglamento en su artículo 18 previó la existencia de Directrices relativas al mecanismo de compensación entre GRT, armonización de principios de tarifas, metodologías de asignación de capacidad y gestión de la congestión, diferentes a los códigos de red. Es decir que el nuevo marco normativo del MIE a partir de este momento se va a desarrollar principalmente mediante estas directivas y los códigos de red. De estas facultades normativas, en cuanto a la integración de mercados eléctricos en Europa, se puede decir que han surgido tres paquetes de directrices/códigos de red:

- Reglamentos de operación
- Reglamentos de conexión
- Reglamentos de mercado

En el presente documento nos centraremos en las directrices / reglamentos de mercado, más concretamente en el CACM (Reglamento 2015/1222), el FCA (Reglamento 2016/1719) y EB (Reglamento 2017/2195) pues son los que principalmente dan viabilidad al MIE tal y como está funcionado al día de hoy:

“Dentro de los Códigos de Red y Directrices europeos, se encuentran las Directrices de Mercados, las cuales sientan las bases para la creación del Mercado Interior de la Electricidad en el ámbito del cálculo y la asignación de capacidad en los horizontes de largo plazo, diario e intradiario y en el funcionamiento de los mercados de balance eléctrico. Las tres Directrices de Mercados son:

Reglamento (UE) 2015/1222 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (GL CACM por sus siglas en inglés) (...)

Reglamento (UE) 2016/1719 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (GL FCA por sus siglas en inglés) (...)

³⁵ Los asuntos de competencia de los códigos de red se encuentran previstos en el artículo 8.6. del Reglamento.

*Reglamento (UE) 2017/2195 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (GL EB por sus siglas en inglés) (...)*³⁶

Adicional a esto se prevé que la REGRT-E elabore y publique un plan decenal de desarrollo de la red desde el punto de vista comunitario el cual no es vinculante. Este documento es muy importante, pues indica la forma en que la red de transporte espera comportarse en los siguientes años, por lo tanto se puede obtener información sobre las capacidades de transporte que tendrá la red y por ejemplo determinar la posibilidad o no de instalar nuevas plantas de producción de energía eléctrica o la capacidad de intercambios transfronterizos a mediano plazo.

2.4.4. El papel de las iniciativas regionales durante la entrada en vigencia del tercer paquete y la adopción de las directrices/reglamentos de mercado (2011 – 2015)

Es importante tener presente que las normas mencionadas anteriormente entraron en vigor plenamente en el año 2011, es decir a partir de este año entró en vigor todo el nuevo marco normativo (códigos de red y directrices) que va a regir la integración de los mercados eléctricos en Europa.

Las iniciativas regionales que se venían gestionando desde el ERGEG fueron el primer paso hacia la consolidación del MIE. En febrero de 2011 el CE estableció un ambicioso objetivo para completar el MIE para el año 2014.³⁷ En este apartado se presentará el estado de avance para el año 2015, con la finalidad de que el lector identifique que la consecución del MIE no fue un proceso fácil, esto sin perjuicio que en su mayoría los obstáculos en la actualidad ya han sido superados.

La ACER en su nuevo papel tuvo que coordinar la consecución de dicho objetivo, en donde para inicios del año 2011 se tenía previsto adoptar el primer código de red sino hasta después del año 2013:

*“(...) ACER strongly believes that having a “bottom-up” approach based on the RIs to complement the “topdown” process of framework guidelines and network codes (FGs/NCs) is greatly beneficial. The advantages of moving the two processes forward in parallel are at least twofold. On the one hand, this is likely to be the only feasible way of meeting the 2014 IEM objective. The first NC is not expected to be adopted before 2013. If the implementation of the NCs were to be launched only after their adoption, it would be too close to the target date of 2014 to deliver tangible results. On the other hand, implementing projects while still developing the NCs may also provide useful practical insights which may be taken into account in the rulemaking process.”*³⁸

³⁶ Red Eléctrica de España. INFORMACION SOBRE IMPLEMENTACIÓN DE LOS CÓDIGOS DE RED DE MERCADOS. (16 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.esios.ree.es/es/pagina/informacion-sobre-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-mercados#gl_eb

³⁷ ACER. (1 de enero de 2011) ACER Regional Initiatives Status Review Report 2011. Getting to 2014: The Role of Regional Initiatives. Pag 10. (9 de mayo de 2020) Recuperado de: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202011.pdf

³⁸ *Ibidem*. Prefacio.

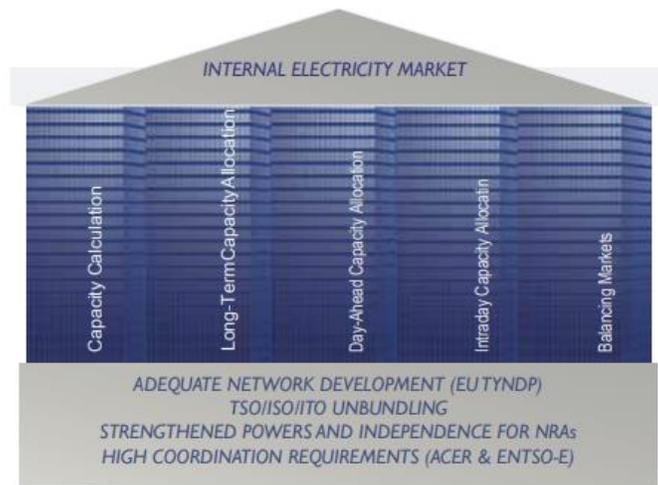
Es entonces a partir de la entrada en vigencia de las normas de este tercer paquete, es decir, a partir del año 2011, en donde el ACER, las ARN, la REGRT-E y los GRT se constituyeron como los primeros protagonistas promotores del desarrollo de las iniciativas regionales hacia la consolidación de un mercado paneuropeo.

“Under the 3rd Package Member States, as well as NRAs, are required to cooperate with each other and to promote the cooperation among TSOs, both at regional and EU level, for the purpose of integrating national markets towards the creation of a fully liberalised IEM. ACER is tasked with coordinating the so-called RIs”³⁹

Para el año 2011 la ACER identificó que con el procedimiento meramente formal de la expedición de las directrices y los códigos de red no sería suficiente para lograr el objetivo en 2014 y que las iniciativas regionales ya tenían cierto camino adelantado en la cooperación entre sus participantes del mercado eléctrico teniendo en cuenta su dimensión regional, por lo tanto utilizar esos acuerdos regionales ya establecidos y que eran familiares a todos sería de la más alta utilidad.

Se reconoció desde el inicio la importancia de la asignación de la capacidad de los intercambios transfronterizos y la gestión de las congestiones en todo este proceso:

“There is now a common vision for the completion of the IEM in electricity by 2014: electricity markets across Europe must share a set of common features and be linked by efficient management of interconnection capacities. In order to achieve this, Capacity Allocation How to build the IEM in electricity and Congestion Management (CACM) and Balancing have been identified as priority areas. Four clear Target Models exist for electricity market integration: three relate to CACM and one to Balancing.”⁴⁰



³⁹ *Ibidem.* Pag 10.

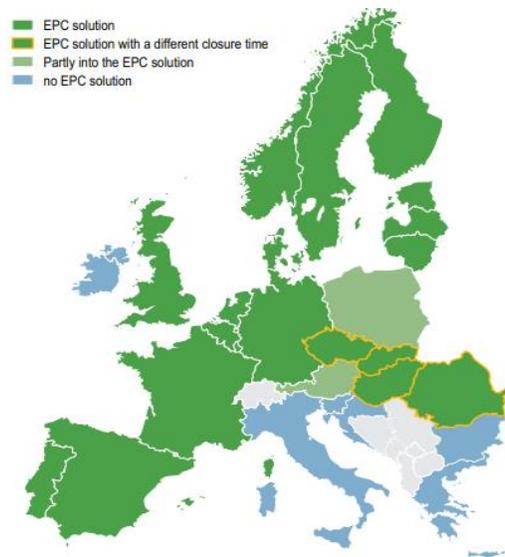
⁴⁰ *Ibidem.* Pag 15.

En el año 2011 las diferentes regiones elaboraron sus planes de acción para la consecución de este modelo CACM, reconociendo 4 prioridades fundamentales a alcanzar:

- Consecución de un acoplamiento único del precio diario de la energía eléctrica utilizando la capacidad de intercambio transfronterizo. En otras palabras, el acoplamiento de un mercado diario.

En toda Europa se optó por el sistema marginal de precio. Se quiso lograr un precio único diario de la energía en donde la capacidad de transmisión transfronteriza entre los diferentes EM no se subastara explícitamente sino que dicha capacidad se encontrara implícita en las transacciones de energía. Con esto se maximizó el excedente económico pues la energía más barata de un país puede satisfacer la demanda y reducir los costos de otro país. En el evento en que los países tengan suficiente capacidad de intercambio de energía en sus fronteras, el precio termina siendo igual. Esto se logra con un algoritmo de casación único en todos los mercados.

Para el 2014 la implementación del acoplamiento del mercado diario se encontraba de la siguiente manera, en donde los países resaltados en verde cumplieron la meta propuesta por el Consejo Europeo para este año⁴¹:



- Consecución de un mercado continuo intradiario.

Este método permite que los participantes del mercado puedan ajustar su posición, es decir comprar o vender energía cerca del tiempo de entrega de la energía eléctrica, lo que facilita la tarea de los GRT en su labor de equilibrar el sistema teniendo en cuenta adicionalmente la entrada de producción de energía con fuentes renovables dado que son tecnologías

⁴¹ ACER. (10 de febrero de 2015) ACER Regional Initiatives Status Review Report 2014. Pag 22. (9 de mayo de 2020) Recuperado de:
http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202014.pdf

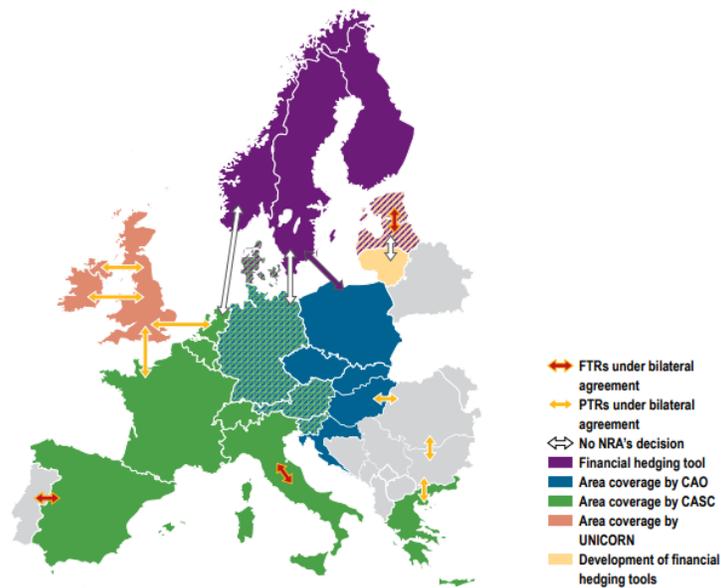
intermitentes. Con un intercambio transfronterizo implícito a lo largo del día se permite que se acceda a la liquidez garantizando a todos los agentes la consecución de la mejor oferta posible durante el día.

Para el año 2014 la implementación del mercado continuo intradiario, principalmente por aspectos técnicos y por demoras en la elección del proveedor de los servicios de la plataforma en donde se negociará este producto, se encontraba retrasado.⁴² Hoy en día la implementación se encuentra muy avanzada, como se presentará en el siguiente capítulo.

- Plataforma europea de asignación de derechos de transmisión a largo plazo.

Corresponde a la necesidad de asignar capacidad de transmisión de energía entre países cuando se realizan contratos a plazo. Es decir, ya no se trata de la compra de energía con precio marginal diario sino contratos de compraventa de energía con horizontes de tiempo mayor o a largo plazo, en donde se fija un precio y un tiempo (superior a un día). Se busca que en este tipo de transacciones se asegure la capacidad de intercambio de dicha energía entre los países como si los participantes del contrato estuviesen en un mismo mercado geográfico.

Esto para el año 2014 se encontraba también atrasado pero se identificaba desde el punto de vista regional la existencia de múltiples instrumentos jurídicos adoptados entre los países⁴³ que regulaban este aspecto:



- Método de asignación de capacidad a corto plazo.

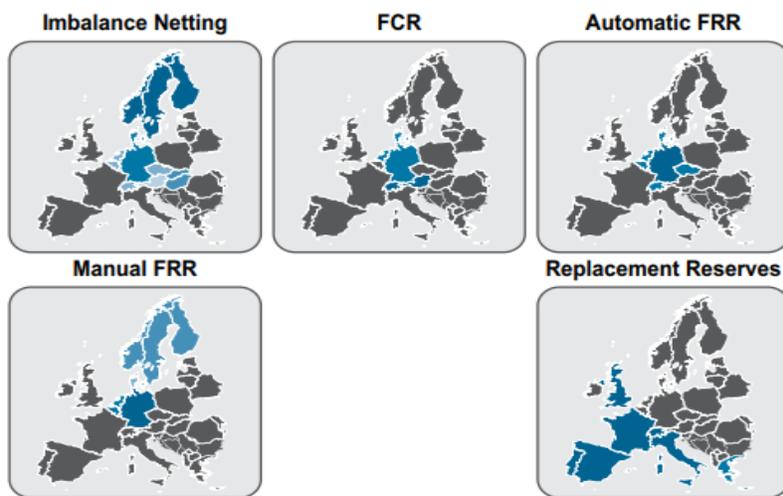
Los GRT deben declarar toda la capacidad de transferencia disponible, utilizando para los cálculos de capacidad a corto plazo el método de asignación basado en flujos. Este método asigna capacidad optimizando la información suministrada por los mercados acoplados a través de los “*order books*”.

⁴² *Ibidem*. Pag. 27.

⁴³ *Ibidem*. Pag. 32.

- Integración de los mercados de balance

Históricamente la forma en que se han estructurado los mercados de balance en los diferentes EM ha variado sustancialmente, sin embargo tienen en común que se trata de gestión de la frecuencia de la red en tiempo real. Para el año 2014 muy poco había sido el avance en la integración de este tipo de mercados desde el punto de vista trasfronterizo dado que ha existido una baja coordinación de las prácticas utilizadas en este punto. Sin embargo existían diferentes programas piloto que se muestran por tema en la siguiente imagen⁴⁴:



Desde el año 2011 hasta el año 2015 se intentó entonces que las iniciativas regionales fueran el instrumento de implementación del MIE a través de la adopción temprana y voluntaria de los códigos de red y directrices provenientes que aún seguían siendo elaborados y que provienen del nuevo marco normativo del tercer paquete de energía.

Esto fue particularmente exitoso en el acoplamiento del mercado diario. El proceso de integración a partir del año 2015 ya no será liderado por las iniciativas regionales:

“In the electricity sector, instead, the implementation of the Network Codes and Commission Guidelines will be promoted and monitored through other means, including the Electricity Market Stakeholders Committee. Therefore, with 2015, the Electricity Regional Initiative ceased to operate.”⁴⁵

Para el año 2015 el acoplamiento del mercado diario cubría casi el 85% de la demanda europea y el acoplamiento del mercado intra-diario continuo aunque había tenido retrasos en su implementación y para 2014 estaba lejos de cumplir la meta propuesta, gracias a

⁴⁴ Ibídem. Pag. 32

⁴⁵ ACER. (9 de febrero de 2016) ACER Regional Initiatives Status Review Report 2015. Pag 4. (12 de mayo de 2020) Recuperado de:
http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202015.pdf

presiones ejercidas por la Comisión Europea, en junio de 2015 se anunció la firma del contrato con el operador tecnológico (Deutsche Börse AG) de la plataforma a partir de la cual se dio inicio a la consecución de mercado intra-diario continuo⁴⁶.

Para el caso de la asignación de derechos de transmisión y asignaciones de capacidad se llegó a prever la existencia de la directriz de asignación de capacidad directa (por sus siglas en inglés FCA) y una plataforma de asignación de capacidad única (por sus siglas en inglés SAP) que entraría en vigencia a mediados de 2016 y será explicada líneas más adelante.⁴⁷

Por su parte, la integración de los mercados de balance a través de sus diferentes proyectos piloto se estaba estudiando entre la ACER y REGRT-E en el seno del Grupo de partes interesadas en el balance (por sus siglas en inglés BSG). Se preveían circunstancias que podían retrasar la implementación de directrices y códigos de red europeos en temas de balance de mercados.⁴⁸

2.4.5. Reglamento (UE) 2015/1222 - por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones

Esta norma tiene como fundamento lo estipulado en el artículo 18 de la Directiva 2009/72/CE por lo tanto es una Directiva de ejecución de la Comisión. El Reglamento estableció de forma definitiva y luego del proceso explicado en el punto anterior la asignación de la capacidad de los intercambios transfronterizos y la gestión de las congestiones en la red – CACM⁴⁹. Su importancia se centra fundamentalmente en que permitió el acoplamiento diario e intradiario de los mercados eléctricos europeos ya no como esfuerzos voluntarios sino de forma obligatoria con reglas plenamente determinadas.

En este reglamento y en el proceso de acoplamiento del mercado diario e intradiario adicionalmente juegan un papel fundamental los operadores de los mercados – OM (Por sus siglas en inglés NEMOS) los cuales a la hora de realizar la casación económica (unión entre la oferta y la demanda de energía) deben utilizar un algoritmo único específico⁵⁰.

Para hacer posible los mercados diarios e intradiarios el CACM regula lo siguiente:

- Definición de cálculo de capacidad y zonas de oferta.
- Metodologías de cálculo de la capacidad de intercambios transfronterizos: flujos de energía (principal) o capacidad de transporte coordinada neta.
- Establece un algoritmo único de casación a nivel europeo.
- La capacidad se asigna de forma implícita, esto quiere decir que se asigna conjuntamente la electricidad y la capacidad de transmitirla.
- Precios máximos y mínimos de la energía eléctrica en el mercado diario.

⁴⁶ Ibídem, Pag 6.

⁴⁷ Ibídem, Pag 7.

⁴⁸ Ibídem, Pag 8.

⁴⁹ Comisión Europea. (24 de julio de 2015) REGLAMENTO (UE) 2015/1222 DE LA COMISIÓN de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>

⁵⁰ La principal diferencia entre el acoplamiento diario y el intradiario es que en el primero se realiza una sola casación para todo el día siguiente, mientras que en el segundo se realiza de forma continua mediante subastas en el mismo día en donde se entrega la energía.

- Tiempos de apertura y cierre de mercados.
- Distribución de las llamadas rentas de congestión.
- Posibilidad de la existencia de subastas regionales complementarias dentro el mercado intra-diario.

La lectura de este Reglamento debe tener en cuenta el documento de regiones de cálculo de capacidad (*Capacity calculation regions*) aprobado por la ACER el día 17 de noviembre de 2016 y la decisión de ACER No 04/2019 por la que actualiza la definición de las Regiones de Cálculo de Capacidad (CCRs), la metodología para el reparto de las rentas de congestión (Congestion Income Distribution) aprobada por la ACER el 14 de diciembre de 2017 y la metodología de fijación de precios de la capacidad de intercambio en horizonte intradiario, (Methodology for Pricing Intraday Cross-Zonal Capacity) aprobada por ACER con fecha 24 de enero de 2019.

2.4.6. Reglamento (UE) 2016/1719 - por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo

Se trata principalmente del desarrollo de una plataforma única en la que se negocian productos armonizados de capacidad a plazo en donde se tiene como objetivo principal facilitar la asignación de derechos de transmisión a largo plazo a los participantes del mercado.⁵¹ Se establece entonces el marco normativo en Europa para el desarrollo, implantación, operación y monitorización de los futuros mercados de largo plazo en el MIE.

Como principales premisas de este reglamento se tiene⁵²:

- Asignación de capacidad de intercambio en horizontes a largo plazo junto con su metodología común.
- Se establece una plataforma única europea para la asignación de derechos de transporte a largo plazo (SAP- Single Allocation Platform).
- Posibilidad de devolver derechos de transmisión o transferencias bilaterales de los mismos.
- La capacidad a largo plazo debe ser coordinada por los GRT basado en la planeación basado en la capacidad coordinada neta.
- Las asignaciones de capacidades interzonales a largo plazo requieren de una plataforma única de asignación a nivel europeo.
- Se fijan normas sobre asignación de capacidad interzonal en los mercados a plazo

A su turno el estudio de este documento debe tener en cuenta las Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad en el Largo Plazo (Harmonised allocation rules for long-term transmission rights) aprobadas por ACER el 29 de octubre de 2019.

2.4.7. Reglamento (UE) 2017/2195 - por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico

⁵¹ Comisión Europea. (26 de septiembre de 2016) REGLAMENTO (UE) 2016/1719 DE LA COMISIÓN de 26 de septiembre de 2016 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32016R1719>

⁵² Red Eléctrica de España. INFORMACION SOBRE IMPLEMENTACIÓN DE LOS CÓDIGOS DE RED DE MERCADOS. (16 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.esios.ree.es/es/pagina/informacion-sobre-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-mercados#gl_eb

Mediante este reglamento se estableció el marco normativo en Europa para el desarrollo, implantación, operación y gestión de los mercados de balance dentro del MIE estableciendo una serie de principios comunes para la contratación y liquidación de reservas para la contención de la frecuencia, recuperación de la frecuencia y reservas de sustitución.

Para esto el reglamento estableció un cronograma de implantación de plataformas europeas para el intercambio de servicios de balance dado lugar a las plataformas: TERRE, MARI, PICASSO y IMBALANCE NETTING. Actualmente la implementación de este tipo de mercado en Europa se encuentra en proceso de implementación.

2.5. Cuarto Paquete (2019)

Este último paquete tiene sus orígenes en la presentación realizada por la Comisión Europea para el año 2016 de una serie de medidas para que Europa lidere el proceso mundial hacia la transición energética con un horizonte fijado para el año 2030, promoviendo la descarbonización de la economía, la reducción de la producción de gases de efecto invernadero y la protección del medio ambiente cumpliendo los compromisos fijados en el Acuerdo multilateral de París del año 2015.

Los objetivos principales iniciales comunitarios que dieron origen a este paquete pueden encontrarse en tres comunicaciones de la Comisión Europea sobre Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva⁵³, el camino a París⁵⁴ y de consecución del objetivo de interconectividad del 10%⁵⁵ las cuales dan nacimiento a la Unión de la Energía en Europa.

La Unión de la Energía fijó 5 dimensiones de trabajo para alcanzar los objetivos propuestos a nivel comunitario: 1. Descarbonización, 2. Eficiencia energética, 3. Seguridad energética, 4. Mercado Interior de la Energía y 5. Investigación, Innovación y Competitividad respetando siempre 3 principios fundamentales: 1. Competitividad, 2. Seguridad del suministro y 3. Sostenibilidad.

En el presente documento se hará mención a las normas principales únicamente en lo que tiene que ver con el MIE, sin perjuicio de que el lector debe tener presente la existencia de múltiples objetivos desde el punto de vista ambiental y el deseo de Europa de ser el principal protagonista en el camino hacia la transición energética que debe recorrer la humanidad

⁵³ Comisión Europea. (2015). COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO EUROPEO DE INVERSIONES Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva /* COM/2015/080 final */. (16 de mayo de 2020). Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52015DC0080&from=EN>

⁵⁴ Comisión Europea. (2 de marzo de 2016). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL The Road from Paris: assessing the implications of the Paris Agreement and accompanying the proposal for a Council decision on the signing, on behalf of the European Union, of the Paris agreement adopted under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Recuperado de: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/EN/1-2016-110-EN-F1-1.PDF>

⁵⁵ Comisión Europea. (25 de febrero de 2015). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL Achieving the 10% electricity interconnection target Making Europe's electricity grid fit for 2020. (16 de mayo de 2020). Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/FOR%20WEB%20energy%20union%20interconnections_EN-1.pdf

entera. Se recomienda por ejemplo la lectura de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima de los países Europeos, los cuales a partir de este tercer paquete son los instrumentos mediante los cuales los EM le comunican a la COME cuáles son sus tareas a cumplir para dar consecución a los objetivos fijados a nivel comunitario.

2.5.1. Directiva (UE) 2019/944 - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE

En los considerandos de esta nueva directiva se puede encontrar el objetivo que inspira este nuevo paquete:

*“La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y la Directiva 2009/72/CE han contribuido de manera destacada a la creación del mercado interior de la electricidad. Sin embargo, el sistema energético de la Unión está experimentando un profundo cambio. **El objetivo común de descarbonizar el sistema energético crea nuevas oportunidades y desafíos para los participantes en el mercado. Al mismo tiempo, los progresos tecnológicos permiten nuevas formas de participación de los consumidores y cooperación transfronteriza. Resulta necesario adaptar las normas del mercado de la Unión a una nueva realidad del mercado.**”⁵⁶*

Las interconexiones son un tema fundamental para alcanzar un MIE, teniendo en cuenta que a través de ellas es que los países intercambian la energía eléctrica. En esta nueva directiva se reconoce expresamente esta situación:

“El Consejo Europeo de los días 23 y 24 de octubre de 2014 indicó en sus Conclusiones que la Comisión, respaldada por los Estados miembros, ha de tomar medidas urgentes para alcanzar un objetivo mínimo del 10 % de las interconexiones de electricidad existentes, con carácter de urgencia, y a más tardar en 2020, al menos para los Estados miembros que no hayan logrado un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía, que son los Estados Bálticos, Portugal y España, y para los Estados miembros que constituyen el principal punto de acceso de esos Estados al mercado interior de la energía. Indicó asimismo que la Comisión ha de presentar de forma periódica al Consejo Europeo un informe con el objetivo de alcanzar el 15 % en 2030 como máximo.”

Se reconocen las características propias de los mercados de electricidad actuales:

“Los mercados de la electricidad difieren de otros mercados, como los del gas natural, por ejemplo porque implican el comercio de una materia prima que actualmente no puede almacenarse fácilmente y que se produce mediante una gran variedad de instalaciones generadoras, incluso mediante generación distribuida. Esto se refleja en los diferentes enfoques del tratamiento reglamentario de los interconectores en los sectores de la electricidad y el gas. La integración de los mercados de la electricidad requiere un elevado nivel de cooperación entre los

⁵⁶ Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (5 de junio de 2019) DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>

gestores de redes, los participantes en el mercado y las autoridades reguladoras, en particular cuando la electricidad se negocia a través del acoplamiento de mercados.”

Es por esto que esta nueva directiva tiene las siguientes premisas fundamentales:

- Se mantiene la posibilidad de imponer obligaciones de servicio público.
- Se establece un periodo de 5 años para la desaparición de las tarifas reguladas todo ello, sin perjuicio de la atención a los consumidores vulnerables, por lo tanto se establece la posibilidad de los EM de designar suministradores de último recurso.
- Se debe mejorar la información que se entrega a los consumidores junto con su facturación
- Mejoramiento de los plazos de cambio de suministradores
- Mayor protección a los consumidores
- Participación directa de los consumidores en el mercado (Prosumidor)⁵⁷
- Se reconoce la necesidad de impulsar el desarrollo e implementación de vehículos eléctricos
- Categoría de comunidades ciudadanas de energía.
- Sistemas de medición inteligentes y nuevas tecnologías
- Actividad de almacenamiento de energía
- Los GRT no deben poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía.
- Se mantiene el principio de separación de la actividad de transporte tal y como se desarrolló en el tercer paquete (*Unbundling*).
- Nuevamente se reconocen las facultades e independencia de las ANR y de su constante cooperación al interior de la ACER y la relación se sus funciones con la ENTSO-E, la Entidad Europea de los Gestores de Redes de Distribución – GRD UE.

Es importante tener presente que esta nueva Directiva recoge todas las lecciones aprendidas durante todo el proceso de consecución del MIE en Europa, teniendo efectos a partir del 1 de enero del año 2021.

Siendo nutrida de los principios fundamentales heredados de los primeros tres paquetes, se encontrará entonces normas comunes en materia de generación, transporte, distribución, almacenamiento de energía, suministro de electricidad y protección de consumidores al mismo tiempo buscando un MIE competitivo, integrado y centro en el consumidor, todo lo cual como se observó se instrumenta a través de la cooperación entre los EM, ARN, GRT, GRD y OM.

2.5.2. Reglamento (UE) 2019/943 - relativo al mercado interior de la electricidad

Este reglamento resulta ser muy importante, pues lo que hace es instrumentalizar el desarrollo de la política climática y energética para el año 2030 y establece una serie de principios fundamentales para un funcionamiento correcto e integrado de los mercados de

⁵⁷ Los consumidores deben poder consumir, almacenar y/o vender la electricidad autogenerada en el mercado y participar en todos los mercados de la electricidad, proporcionando flexibilidad al sistema, por ejemplo mediante el almacenamiento de energía (como el almacenamiento usando vehículos eléctricos), mediante la respuesta de demanda o mediante los sistemas de eficiencia energética.

electricidad (Normas equitativas para comercio transfronterizo de electricidad, impulsando la competencia en el mercado interior de la electricidad, teniendo en cuenta las particularidades de los mercados nacionales y regionales, creación de un mercado mayorista eficaz y transparente, que contribuya a un elevado nivel de seguridad en el suministro eléctrico y mecanismos de armonización de normas para el comercio transfronterizo de electricidad).⁵⁸

Este reglamento reemplaza al Reglamento (CE) 714 de 2009 del tercer paquete. Por lo tanto acá se encontrará el fundamento para la expedición de Directrices y Códigos de Red que hoy en día se encuentran vigentes y que posteriormente serán expedidas en Europa:

“ (...)el Reglamento (UE) 2019/943 que establece los principios fundamentales de la nueva configuración del mercado de la electricidad que permitirá una mejor remuneración de la flexibilidad, ofrecer señales de precio adecuadas y garantizar el desarrollo del funcionamiento de los mercados integrados a corto plazo. El Reglamento (UE) 2019/943 también establece nuevas normas en distintos ámbitos, como por ejemplo los mecanismos de capacidad y la cooperación entre los gestores de redes de transporte.”⁵⁹

Las premisas fundamentales de este Reglamento son:

- Se establecen normas para garantizar el funcionamiento del MIE teniendo en cuenta requisitos adicionales para el desarrollo de energía renovables con un despacho prioritario el cual deben tener en cuenta los OM.
- Posibilidad de que los clientes participen en el mercado.
- En el desarrollo el Reglamento se tienen en cuenta lo establecido en los reglamentos CACM (Reglamento 2015/1222), el FCA (Reglamento 2016/1719) y BALANCING (Reglamento 2017/2195). Por lo tanto toda esta normatividad se entiende incluida en este cuarto paquete.
- Se mantienen las tareas de la ACER y la REGRT-E.
- Se crean funciones de una Entidad Europea de los Gestores de Redes de Distribución – EUGRD cooperando estrechamente con la ENTSO-E en la preparación y aplicación de los códigos de red, en su caso, y debe aportar orientaciones sobre la integración, entre otras cosas, de la generación distribuida y el almacenamiento de energía en redes de distribución u otros ámbitos relativos a la gestión de las redes de distribución
- Se prevé también la existencia de un plan decenal de desarrollo de la red de la Unión y no vinculante por parte de la REGRT-E.

Desde el punto de vista operativo este nuevo reglamento tiene las siguientes novedades:

- Se impulsa la desaparición de límites máximos y mínimos de las ofertas.
- Periodos de negociación de 15 minutos.
- Asignación de zonas de capacidad (Bidding Zones) y gestión de la congestión (rentas de congestión).

⁵⁸ Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (5 de junio de 2019) REGLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

⁵⁹ Considerandos de la Directriz 2019/944.

- Mecanismos de capacidad.
- Creación de centros de coordinación regionales – CCR.
- Creación de la Entidad Europea de los Gestores de Redes de Distribución – GRD UE.

2.5.3. Reglamento (UE) 2019/942 - por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía

Recordemos que la ACER fue creada desde la expedición del reglamento 713/2009, sin embargo en el nuevo paquete se quiso dar mayores funciones a la ACER con el objetivo fundamental de terminar de completar la tarea de consecución del MIE teniendo en cuenta adicionalmente la creación de los nuevos agentes del mercado, sobre todo los CCR y los GRD UE.⁶⁰

“Las autoridades reguladoras deben coordinarse entre ellas cuando desempeñen sus tareas para garantizar el cumplimiento por parte de la REGRT de Electricidad, la entidad europea de los gestores de redes de distribución (en lo sucesivo, «entidad de los GRD UE») y los centros de coordinación regionales, de sus obligaciones en el marco de la regulación del mercado interior de la energía y de las decisiones de la ACER. Teniendo en cuenta la ampliación de las responsabilidades operativas de la REGRT de Electricidad, la entidad de los GRD UE y los centros de coordinación regionales, resulta necesario reforzar la supervisión de esas entidades que operan a nivel regional o de toda la Unión. El procedimiento establecido en el presente Reglamento garantiza el respaldo de la ACER a las autoridades reguladoras en el desempeño de estas funciones de conformidad con la Directiva (UE) 2019/944”

Con todo se reafirma el papel protagónico que ha venido desempeñando y desempeñará la ACER dentro del MIE.

⁶⁰ Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (5 de junio de 2019) REGLAMENTO (UE) 2019/942 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex:32019R0942>

3. Funcionamiento del MIE

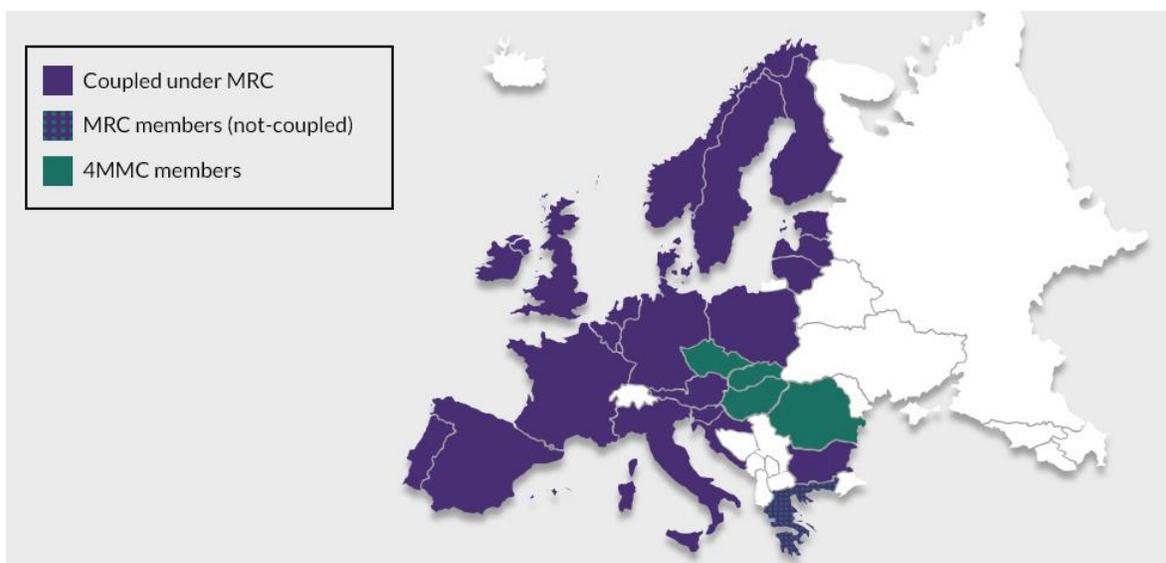
En este capítulo se expondrá de una forma muy sencilla cómo funciona actualmente el MIE desde el punto de vista del acoplamiento diario e intradiario como ejemplo claro de la forma en que se materializaron los diferentes instrumentos jurídicos vistos en el capítulo anterior.

3.1. Mercado Acoplado Diario en Europa

Este es el acoplamiento único diario (por sus siglas en inglés – SCAD). En términos generales en los diferentes mercados acoplados diarios en Europa se llevan a cabo las transacciones de energía eléctrica para el horizonte de negociación de 1 día (el día siguiente).⁶¹ Se puede decir que este es el mercado a corto plazo de energía eléctrica.

Actualmente en Europa existen dos acoplamientos de mercados que están operando de forma paralela como un paso intermedio al mercado único. El llamado acoplamiento multiregional (MRC) y el 4M MC, los cuales utilizan el mismo sistema y terminarán siendo acoplados.

En el siguiente mapa se presenta el estado actual de las iniciativas⁶²:



A nivel Europeo los agentes encargados de casar las ofertas compra y venta de energía son en este mercado los Operadores del Mercado – OM⁶³. Estos agentes son los que

⁶¹ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (17 de mayo de 2020). FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DIARIO. Recuperado de: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf

⁶² NEMO comittie. (17 de mayo de 2020). SDAC geographical scope and extensions. Recuperado de: <http://www.nemo-committee.eu/sdac>

⁶³ Actualmente los OM son los siguientes: BSP, CROPEX, SEMOpX (EirGrid and SONI), EPEX, EXAA, GME, HEnEx, HUPX, IBEX, Nasdaq, Nord Pool, OMIE, OKTE, OPCOM, OTE, and TGE.

recibirán las ofertas de los agente y estructurarán lo que se conoce como el despacho económico. Por su parte los agentes que tienen información sobre la capacidad de intercambio entre los países son los diferentes GRT⁶⁴.

Acá es importante el concepto de zonas de oferta. El OM que esté designado para cada zona de oferta recibirá las diferentes ofertas de compra y de venta y las casará teniendo en cuenta un sistema de precio marginalista, esto es que el precio de la última oferta de compra que case con la última oferta de venta es el que determina el precio de todas las ofertas casadas, y adicionalmente se tendrá en cuenta la información suministrada por los GRT para asignar en esta casación de forma implícita la capacidad de intercambio de esa energía entre las diferentes zonas de ofertas establecidas.

Todos los OM de todas las zonas de oferta realizan la casación de la misma forma a través de un algoritmo único llamado Euphemia. Este sistema en términos simples, lo que hace es procesar la información de la casación económica de ofertas hecha por los OM y la información de las capacidades y restricciones de la red suministrada por los GRT para realizar el acoplamiento de los mercado.

Acoplar los mercados significa que los precios diarios tienden a igualarse si existe suficiente capacidad de intercambio de energía entre las zonas de oferta. Esto ocurre por varias razones, pero principalmente porque la energía sigue el “sentido económico”. Dado que se utiliza el sistema de casación de precios marginalista, existen ofertas de suministro de energía que quedan por fuera de la casación dentro de su propia zona de precio por ser muy cara pero que podría entrar en la casación de otra zona de precio donde el precio marginal estuviese cerrando más alto.

Si existe suficiente capacidad de transporte de energía entre las zonas de precio, esta energía más barata que llega a las zonas de precio más costosas generan que el precio marginal en dicha zona se abarate, generando el efecto de que las diferentes zonas de oferta igualen su precio marginal.

Teniendo en cuenta que el precio marginal para el mercado diario será el precio mediante el cual se determine la remuneración de todas las ofertas de energía, esto implica que la energía entre todos los mercados acoplados tenga el mismo precio, beneficiando a las zonas donde la energía hubiese cerrado con un precio marginal muy superior.

A modo de ejemplo, para el año 2019 los precios medios en Europa en las diferentes zonas de precio fueron los siguientes⁶⁵:

⁶⁴ Actualmente los GRT son los siguientes: 50Hertz Transmission, ADMIE, Amprion, APG, AST, BritNed, ČEPS, Creos, EirGrid, Eleclink, Elering, ELES, ELIA, Energinet, ESO, Fingrid, HOPS, Litgrid, MAVIR, Nemolink, NGIC, PSE, REE, REN, RTE, SEPS, SONI, Statnett, Svenska Kraftnät, TenneT DE, TenneT NL, Terna, Transelectrica and TransnetBW

⁶⁵ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (2019). Evolución del mercado de electricidad informe anual 2019. (17 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.omie.es/sites/default/files/2020-02/informe_anual_2019_es.pdf

3.2. Acoplamiento único Intradía

Se trata del acoplamiento único intradía (por sus siglas en inglés SIDC). Este mercado se estructuró como un mercado continuo durante el día. Esto quiere decir que es un mercado que permite realizar ofertas de compra y venta de energía durante el mismo día en donde se entrega físicamente la energía. Esta posibilidad permite a los agentes del mercado ajustar sus posiciones luego de que ya se haya determinado el despacho económico en el mercado diario y hasta una hora⁶⁷ antes de la entrega de la energía.

Esta posibilidad de comercializar la energía es muy útil a agentes productores de energía con fuentes intermitentes o poco predecibles como lo pueden ser la energía solar o la eólica.

Cada OM recibirá las ofertas y las remitirá a una plataforma centralizada en donde serán casadas de manera continua al mismo tiempo que se asigna la capacidad de intercambio entre las zonas de oferta. Nuevamente los dos principales agentes que viabilizan este mercado son los OM y los GRT. La plataforma que actualmente opera Deutsche Börse AG cuenta con un libro de ofertas compartidas a nivel Europeo y un módulo de gestión de las capacidades transfronterizas generando la necesidad que tanto los OM como los GRT operen en tiempo real.⁶⁸

Esto posibilita a que los agentes luego de haber participado en el mercado diario, puedan volver a comprar o vender energía con agentes en la misma zona de oferta o en una zona de oferta siempre y cuando exista capacidad de transporte de energía entre las zonas. La plataforma tiene la posibilidad de mostrar a un agente sólo ofertas que tengan dicha posibilidad. El proyecto de implementación de este mercado intradía a nivel Europeo es conocido como el XBID:

“La solución de un mercado único continuo intradía europeo se basa en un sistema informático común que es la columna vertebral de la solución europea, al que se enlazan los mercados intradía locales operados por los operadores de mercado, así como la disponibilidad de toda la capacidad comercial de las interconexiones transfronterizas que facilitan los operadores de sistema.

Las ofertas de compra y venta de energía introducidas por los participantes en el mercado en un país podrán ser casadas por las órdenes presentadas de manera similar por los participantes del mercado en cualquier otro país que esté conectado al sistema informático central, siempre que haya capacidad de transporte transfronteriza disponible entre las zonas.”⁶⁹

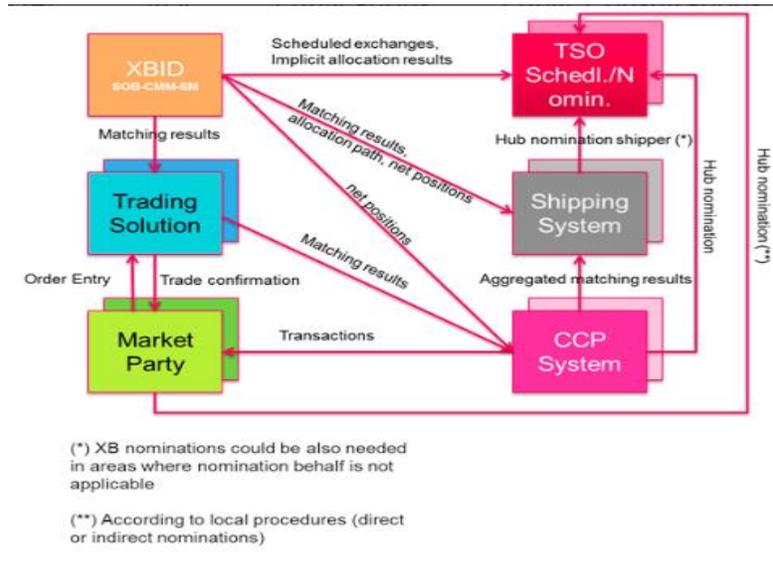
Entonces cada OM debe validar las ofertas de compra y venta de su zona, luego esta será enviada a la plataforma XBID (Deutsche Börse AG) donde será almacenada en un libro de

⁶⁷ Conforme a lo determinado por el cuarto paquete de energía, este periodo de tiempo debería reducirse.

⁶⁸ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (17 de mayo de 2020). DETALLE DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO INTRADIARIO. Recuperado de: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradia_y_continuo.pdf

⁶⁹ *Ibidem*. Pág 6.

ofertas en donde se producirá la casación con ofertas que también vayan al libro en donde se atiende primero el precio de compra más alto y el precio de venta más bajo⁷⁰:



Una vez se producen estas casaciones, que como lo dijimos tienen en cuenta las capacidades de interconexión, serán enviadas a los diferentes OM para que sean tenidas en cuenta en sus liquidaciones locales.

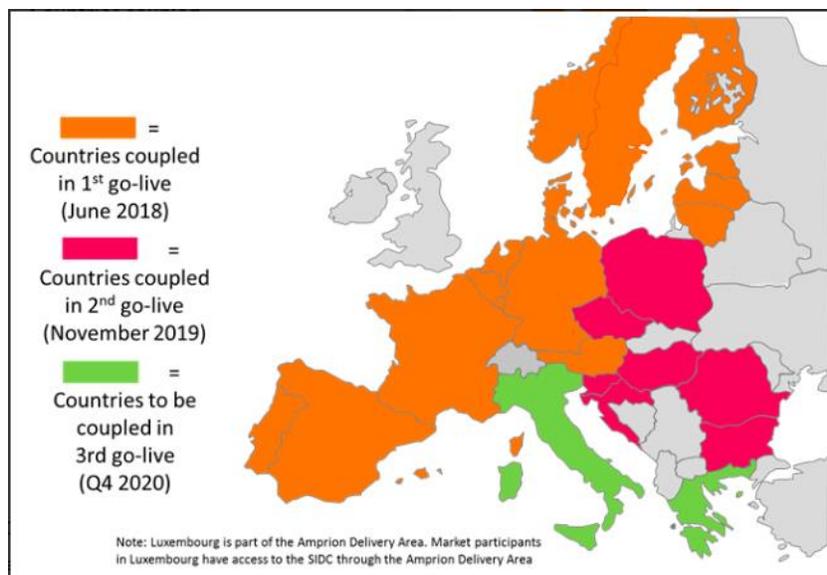
“(...) Las transacciones en XBID tendrán carácter firme (CACM), es decir, si la oferta es de compra supondrá una obligación de adquisición del producto, si es de venta una obligación de entrega y supone una obligación de pago y el derecho de cobro al precio de la transacción.”⁷¹

La iniciativa XBID se ha venido implementado por fases, la primera fase fue en el año 2018 alcanzando 14 países y la segunda en el 2019 con otros 7 países más. Se prevé una tercera fase para el último trimestre del año 2020⁷²:

⁷⁰ NEMO comittie. (17 de mayo de 2020). SIDC Geographical Scope and Future Go-Live Waves. Recuperado de: <http://www.nemo-committee.eu/sidc>

⁷¹ *Ibíd.* Pag 9.

⁷² NEMO comittie. (17 de mayo de 2020). SIDC Geographical Scope and Future Go-Live Waves. Recuperado de: <http://www.nemo-committee.eu/sidc>



La primera fase incluyó a Austria, Bélgica, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Letonia, Lituania, Noruega, Holanda, Portugal, España y Suiza y la segunda fase incluyó a Bulgaria, Croacia, República Checa, Hungría, Polonia, Rumania y Eslovenia.

El OMIE⁷³ en su informe anual concluye lo siguiente:

“El primer año completo de funcionamiento del mercado intradiario continuo ha representado para los agentes la herramienta más flexible y eficiente permitiendo ajustar las programaciones de sus unidades hasta una hora antes de la entrega de energía real, minimizando sus posibles desajustes y sus costes.

En este sentido se observa que, por un lado, las tecnologías renovables son las que más utilizan este mercado, en especial la energía eólica es muy activa en la última hora de negociación antes de la entrega de energía en tiempo real. Por otro lado, y en relación a los intercambios internacionales, contrariamente a lo que ocurre en el mercado diario en el que la zona MIBEL resulta en general importadora, en el mercado intradiario continuo se produce más negociaciones en el sentido exportador (...)”

Los ejemplos exitosos del mercado diario e intradiario Europeo resultan ser de la más alta utilidad en nuestro estudio pues como se verá en los siguientes capítulos, en Colombia parecen ser los primeros mercados integrados que se avizoran en el futuro dentro de su ubicación geográfica y teniendo en cuenta los instrumentos internacionales con los que cuenta actualmente.

⁷³ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (2019). Evolución del mercado de electricidad informe anual 2019. (17 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.omie.es/sites/default/files/2020-02/informe_anual_2019_es.pdf

4. Hacia la primera integración de mercados eléctricos en Colombia

Como hemos tenido la oportunidad de estudiar, el proceso de integración de mercados eléctricos resulta ser un proceso bastante complejo y de largo recorrido, pasando inicialmente por los intercambios internacionales de electricidad para luego reconocer nuevas realidades como la generación distribuida y nuevos agentes como el Prosumidor y los almacenadores de energía eléctrica, todo en aras de contribuir a la garantía del suministro de energía eléctrica en los diferentes Países y la fijación de precios más competitivos de la misma.

Al rededor del mundo desde hace varios años se vienen reconociendo las ventajas de interconectar las regiones o los países, permitiendo que las personas puedan disfrutar de una energía eléctrica de calidad, segura, económica y amigable con el medio ambiente lo cual genera bienestar a toda la población mundial, independientemente de su nacionalidad o de los recursos naturales exclusivos de sus territorios. Colombia y América del Sur por lo tanto no escapan de este análisis.

A modo de ejemplo, en el seno de la Organización de Naciones Unidas – ONU, a través de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL y teniendo en cuenta que a partir del 1 de enero del año 2016 se inició el esfuerzo de cumplimiento de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible – ODS, dentro de los cuales se prevé el objetivo 7 (objetivo de energía)⁷⁴, se estructuró el Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles para la Región de América Latina y el Caribe – ROSE.

Una premisa fundamental es que los diferentes países que quieran compartir este recurso deben estar físicamente interconectados. La energía eléctrica por sus características físicas sólo puede entregarse a través de redes de transporte desde los centros de producción o generación y hasta el consumo o utilización final.

Esta iniciativa principalmente tiene el objeto recopilar datos y evidencias que puedan servir de base para lograr un fortalecimiento efectivo de *“las capacidades de los países mediante la definición y análisis de indicadores energéticos que cubran las tres dimensiones del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 de la Agenda 2030: acceso universal a la energía, impulso a las energías renovables y duplicación del impacto de la eficiencia energética.”*⁷⁵

En el año 2019 en un esfuerzo conjunto entre el ROSE y la CEPAL se presentó el documento denominado *“Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina”*⁷⁶, el cual consideramos es muy útil para el presente estudio

⁷⁴ Este objetivo propende por Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Organización de Naciones Unidas. Objetivos de desarrollo sostenible. (19 de mayo de 2020). Recuperado de: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

⁷⁵ CEPAL. (31 de octubre de 2018). CEPAL lanzó Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles. (19 de mayo de 2020). Recuperado de: <https://www.cepal.org/es/noticias/cepal-lanzo-observatorio-regional-energias-sostenibles>

⁷⁶ NACIONES UNIDAS. CEPAL. (2019). Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina. Aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles. (19 de mayo de 2015). Recuperado de: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44594/1/S1801056_es.pdf

pues se estructura para “apoyar la discusión en el diseño e implementación de políticas y planes de acciones basados en evidencia, en apoyo directo al logro del ODS7, la región requiere de una infraestructura eléctrica flexible, robusta y confiable que pueda garantizar un mayor despliegue de las energías renovables en los países, y a la vez apoyar a la consecución de una real integración eléctrica de la región.”⁷⁷

En términos generales el estudio concluye que en América del Sur tradicionalmente el sector eléctrico cuenta con una alta dependencia al recurso hidroeléctrico, lo que lo hace altamente vulnerable a cambios climáticos y sobre todo a eventos de sequía como el fenómeno del niño.⁷⁸ En el tema que nos ocupa, en cuanto al desarrollo de infraestructura de conexiones internacionales, el estudio concluye lo siguiente:

*“El análisis indicó, que en América del Sur se dispone un número relevante de infraestructura existente y a futuro, y que, dadas características regionales, se podría **lograr una integración eléctrica mayor a la que hoy se observa, y prevé.** Las complementariedades de la oferta energética (existente y de potenciales de recursos), y de la demanda de energía y potencia; la posibilidad técnica y ambiental, debido a la geografía, a la disponibilidad de nuevas y más económicas tecnologías en generación, la experiencia y capacidad técnica constructiva y de operación de mercados mayorista, son las características más relevantes. A su vez, existen nuevas tecnologías para desarrollar sistemas de transmisión de gran escala que cumplen con los requisitos de robustez y confiabilidad, que exigen los esquemas de interconexión. Sumado a ello, vale mencionarse que se utiliza solamente a nivel regional el **23% del potencial hidroeléctrico, e ínfimos porcentajes de los potenciales eólico y medio solar.**”*

Es decir, actualmente América del Sur cuenta con infraestructura de interconexión internacional entre los países, sin embargo existen grupos de estados o regiones que han dado un tratamiento diferente a la utilización de dichas interconexiones y a la consecuente liquidación del intercambio de energía eléctrica entre los mercados.

Para el caso Colombiano se identifica que en la actualidad existe infraestructura de interconexión que permite el intercambio internacional de electricidad con Venezuela y con Ecuador y adicionalmente se prevé un proyecto de interconexión con Panamá⁷⁹:

⁷⁷ Ibídem. Pág. 7.

⁷⁸ Ibídem. Pag. 7

⁷⁹ Ibídem. Pag. 49.

Cuadro 18
Colombia: líneas de transmisión internacionales de alta tensión

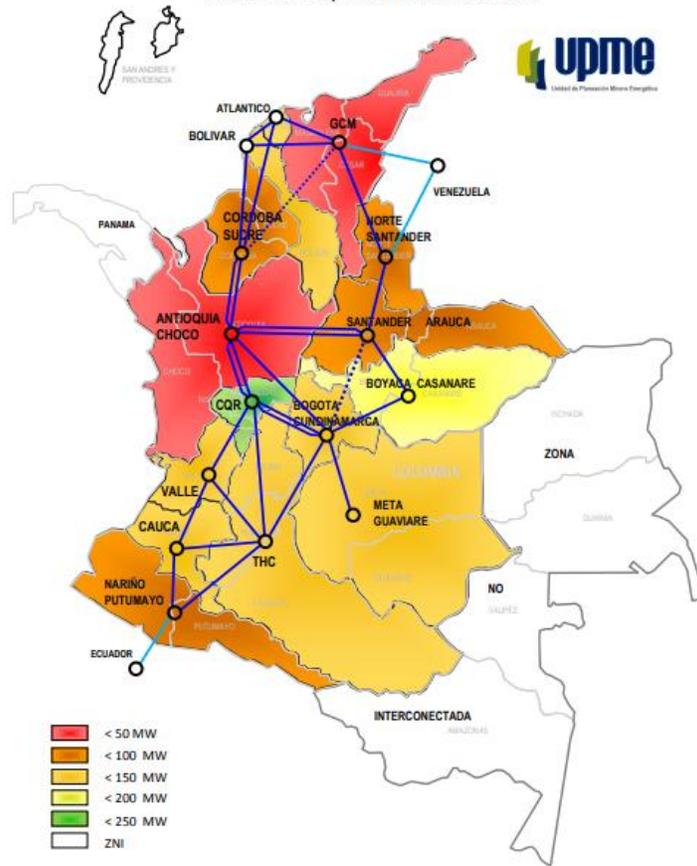
Nº	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
1	Colombia-República Bolivariana de Venezuela	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	230 <i>kV</i>	150 <i>MW</i>	Operativa (60 <i>Hz</i>)
2	Colombia-República Bolivariana de Venezuela	Tibú (Co) – La Fria (Ve)	115 <i>kV</i>	36 / 80 <i>MW</i>	Operativa (60 <i>Hz</i>)
3	Colombia-República Bolivariana de Venezuela	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230 <i>kV</i>	150 <i>MW</i>	Operativa (60 <i>Hz</i>)
4	Colombia-Panamá	Cerromatoso (Co) – Panamá (Pa)	230 <i>kV</i>	300 <i>MW</i>	En estudio HDVC (Alto Voltaje en CC)
5	Colombia-Ecuador	Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec)	230 <i>kV</i>	250 <i>MW</i> (doble circuito)	Operativa (60 <i>Hz</i>) 4 circuitos
6	Colombia-Ecuador	Jamondino (Co) - Pomasqui (Ec)	138 <i>kV</i>	250 <i>MW</i> (doble circuito)	En construcción (60 <i>Hz</i>)
7	Colombia-Ecuador	Ipiales (Co) – Tulcán (Ec)	230 <i>kV</i>	35/113 <i>MW</i>	Operativa (60 <i>Hz</i>)

Fuente CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

Recientemente el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2017 – 2031⁸⁰ elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME del Gobierno colombiano ha venido identificando de manera indicativa la capacidad máxima de conexión de recursos de generación analizando el Sistema de Transmisión Nacional (es decir el sistema de transporte de grandes cantidades de energía). En este plan de expansión de referencia se tiene en cuenta el estado de las interconexiones internacionales del País el cual se presenta en el siguiente mapa:

⁸⁰ Unidad de Planeación Minero Energética. Resolución MME 4 0790 del 31 de julio de 2017. PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2017 – 2031. (20 de mayo de 2020). Recuperado de: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2017/Plan_GT_2017_2031.pdf

Gráfica 4-30: Capacidad a Conectar en STR.



Fuente de gráfica: UPME

Actualmente Colombia conforme la infraestructura de conexión existente sólo tiene posibilidad de llegar a una integración de mercados eléctricos a través de las interconexiones con Ecuador y con Venezuela.

En el presente capítulo se estudiará la interconexión y el intercambio de energía eléctrica con el Estado del Ecuador teniendo en cuenta que para Colombia es el único caso que actualmente puede servir de ejemplo como primer paso hacia una integración de mercados eléctricos a nivel regional en el seno de la Comunidad Andina y sus tratados constitutivos.

Se descarta el estudio de la interconexión con el Estado de Venezuela dado que actualmente dichas transacciones de electricidad operan exclusivamente a través de contratos bilaterales entre países, por lo tanto no se considera un buen ejemplo de integración o por lo menos de un intento por lograrla. Adicionalmente se debe tener en cuenta los constantes cambios políticos y tensiones entre los mandatarios que se han vivido durante los últimos años y por lo tanto se avizora que el ambiente político no permitirá adelantar trabajo alguno en dicho sentido al menos en el mediano plazo, sin perjuicio de que contar con un marco jurídico claro hacia una integración de mercados entre los dos países representaría grandes beneficios para ambas partes.

Adicionalmente se descarta el Estado de Panamá dado que en la actualidad la interconexión es inexistente. En este punto se reconoce la situación geográfica privilegiada

del Estado Colombiano, en donde la existencia de una interconexión con el Estado de Panamá permitiría desarrollar un proceso de integración con los mercados eléctricos en Centro América, teniendo en cuenta que en dicha región también se vienen adelantando procesos de integración de mercados, como los que dan origen al Mercado Eléctrico Regional - MER proveniente del tratado aprobado por representantes de los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá en mayo de 2000.⁸¹

Esto permitiría a Colombia beneficiarse de los recursos de energía eléctrica proveniente del centro y del sur de América garantizando el suministro a su población y el acceso a precios más competitivos.

4.1. La interconexión con Ecuador -- Comunidad Andina

En el año 1969 algunos estados sudamericanos (dentro de los cuales se encuentra el Estado Colombiano) celebraron el Acuerdo de Cartagena con la finalidad de fortalecer la integración económica en la región, inicialmente conocido como el Pacto Andino. En 1996 el Pacto Andino se transformó con el protocolo de Trujillo en la Comunidad Andina – CAN, asemejado un poco al modelo Europeo y dando un fuerte impulso a la institucionalidad comunitaria conformada por el Sistema Andino de Integración –SAI: Consejo Presidencial Andino, Consejo de Ministros de Relaciones Exteriores, la Comisión, la Secretaría General, el Tribunal de Justicia y el Parlamento Andino⁸².

Uno de los grandes tropiezos del proceso de integración económica en la región fue el retiro de Venezuela de la CAN a partir del año 2006. Esta es una clara evidencia que el proceso de integración económica de mercados y para nuestro caso de estudio, de integración de mercados eléctricos necesariamente debe estar acompañado del apoyo político y social de los diferentes estados. Actualmente la CAN está conformada por Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú como países miembros, Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay como países asociados y como país observador el Reino de España:⁸³

⁸¹ Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. ¿Qué es el MER?. (22 de mayo de 2020). Recuperado de: <https://crie.org.gt/mer/>

⁸² Rodero, R. (2014). LA DIMENSIÓN JURÍDICA DEL DERECHO COMUNITARIO ANDINO. (Tesis doctoral). Facultad de Derecho de la Universidad de Sevilla. Sevilla, España. Recuperado de: https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/73880/Tesis_Rodero%20García%2C%20Radday.pdf?sequence=1&isAllowed=y

⁸³ Comunidad Andina. Somos comunidad andina. (20 de mayo de 2020). Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Seccion.aspx?id=189&tipo=QU&title=somos-comunidad-andina>



Desde el punto de vista jurídico es importante tener presente que el pacto de Cartagena es un tratado internacional entre los países que lo suscribieron. Se creó una organización internacional dado que el tratado establece ciertos principios fundamentales hacia la integración de los mercados andinos (norma originaria) de los cuales derivan otras normas de forma jerarquizada (normas derivadas) con una estructura orgánica permanente.

El tratado de Cartagena en ese momento inicial no estableció un procedimiento para la aplicación de las normas andinas, es decir, las normas que emanaban de la organización internacional no tenían una aplicación jurídica vinculante clara para los EM y por lo tanto se asemejaba más a una organización de cooperación internacional que a una verdadera organización supranacional. Sin embargo luego del protocolo de Trujillo se consolidó la nueva estructura normativa en la región convirtiéndola en una verdadera unión política de carácter supranacional. Esto se concluye porque existe una transferencia de competencias soberanas en temas específicos de parte de los EM a la CAN y la existencia de la aplicación inmediata de las normas andinas a los EM.

Las decisiones de la Comisión y del Consejo de Ministros de Relaciones Exteriores así como las resoluciones de la Secretaría General, las cuales son normas derivadas, son de aplicación directa en los territorios de los EM. Es menester también tener presente que el ordenamiento jurídico Andino prevalece por sobre las normas internas de los EM.

La interconexión internacional entre Colombia y Ecuador actualmente encuentra su sustento jurídico en las normas de la CAN. Uno de los objetivos propuestos en el tratado constitutivo de Cartagena fue precisamente alcanzar la integración física de los territorios y esto pasa necesariamente por el matiz de las infraestructuras de interconexión eléctrica. Se fijó el objetivo de establecer un marco general para la integración subregional en aras de realizar intercambios intracomunitarios de electricidad.

En esta tarea adicionalmente se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores del Servicio de Electricidad – CANREL. El objetivo fundamental

de este comité es formular las propuestas conducentes para el avance en la armonización de los marcos normativos necesarios para la implementación de interconexiones subregionales e intercambio intracomunitario de electricidad.

Las decisiones CAN que se han emitido en esta materia, lamentablemente no han sido implementadas en la velocidad y tiempo que hubiese sido la más óptima para lograr una integración.

4.1.1. Decisión CAN 536 de 2002 y su implementación en el tiempo

El esfuerzo de integración subregional se dio inicio con la Decisión 536 de 2002 - Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad.⁸⁴ Esta decisión es un hito importante pues reconoce explícitamente lo siguiente:

*“Que es deseable que la operación de interconexiones intracomunitarias y el desarrollo de transacciones comerciales de electricidad entre los Países Miembros, conduzca al **desarrollo de sistemas regionales interconectados y al futuro funcionamiento de un mercado integrado de energía entre los Países Miembros de la Comunidad Andina.**”*

Es decir, se identifica en este instrumento el objetivo de integrar los mercados de energía eléctrica en la región desde un inicio pasando necesariamente por la interconexión. Este esfuerzo pasa necesariamente por la armonización de los aspectos legales, regulatorios y técnicos de los países miembro de la comunidad.

La decisión se encargó de fijar una serie de principios generales como la no discriminación, el libre acceso a las líneas de interconexión internacional, el uso de las interconexiones como consecuencia de un despacho económico coordinado de los mercados, condiciones competitivas de los mercados, no abuso de la posición dominante, la libre contratación entre los agentes de los mercados, la asignación de las rentas de congestión, prohibición en el otorgamiento de subsidios y transacciones de electricidad eminentemente en el corto plazo.

En términos generales esta decisión tuvo la finalidad de integrar un mercado de electricidad a corto plazo (podría decirse que un mercado diario o spot). Por lo tanto se descarta que a la fecha exista una decisión específica para otro tipo de mercados eléctricos, como lo pueden ser los mercados a plazo (es decir, aquellos superiores a 1 día) o los mercados de balance.

Sobre la base de los principios establecidos en esta decisión, Colombia y Ecuador desarrollaron la normativa interna que viabilizó transacciones internacionales a corto plazo entre los dos países desde el año 2003. Este trabajo fue un esfuerzo adelantado principalmente por las Autoridades Reguladoras Nacionales de los dos países, para el caso de Colombia la Comisión de Energía Eléctrica y Gas – CREG y para el caso de Ecuador la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ACORNEL.

⁸⁴ Comunidad Andina. (10 de diciembre de 2002). DECISION 536 MARCO GENERAL PARA LA INTERCONEXION SUBREGIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS E INTERCAMBIO INTRACOMUNITARIO DE ELECTRICIDAD. Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

En la actualidad las transacciones de electricidad entre los dos países no se realizan a través de un mercado diario acoplado y se caracterizan por ser un mercado de excedentes de corto plazo. Los países de forma diaria determinan por un lado el precio de la generación que no necesitan para cubrir su demanda interna teniendo en cuenta la capacidad que puede soportar el enlace internacional y por el otro el precio al que estarían dispuestos a comprar la energía en el país importador teniendo en cuenta el mercado diario con precio marginal.

La importación o exportación se activa teniendo en cuenta esto. Es decir, si el precio marginal del mercado diario de un país es mayor (país importador) que el precio marginal del mercado diario de la oferta del otro país (país exportador) se activa la importación o exportación.

La programación y el despacho de estas transacciones de electricidad están en cabeza de los OM de ambos países, por un lado, XM por parte de Colombia y CENACE por parte de Ecuador. Este esquema básicamente se traduce en que se determina el precio al cual un país está dispuesto a exportar energía al otro país, es decir bajo esquemas de umbrales de activación: el precio del país exportador es inferior que el precio del país que demanda energía.⁸⁵

“Bajo este modelo cada país conserva cierta autonomía en su regulación en cuanto a la formación de precios y las exportaciones e importaciones son determinadas vía precio. Estas transacciones tienen su origen en las diferencias de precios en los nodos frontera de los enlaces internacionales y son producto del despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas de ambos países, en Colombia es XM-filial de ISA y en Ecuador el responsable es CENACE (Regulación CONELEC - 004/10).”⁸⁶

Esto implica que la situación actual está lejos de ser una integración de mercados eléctricos de corto plazo o Spot, pues los precios no tienden a igualarse entre los países, como si ocurre por ejemplo en el caso del mercado acoplado diario Europeo. El esquema actual se asemeja más a un intercambio bilateral de energía entre países.

Desde el punto de vista normativo a nivel comunitario se consideró necesario hacer una revisión de las disposiciones de la decisión 536, por lo tanto mediante la decisión 720 del 4 de noviembre de 2009⁸⁷ se suspendió por dos años la vigencia de la decisión 536 sin

⁸⁵ Comisión de Energía Eléctrica y de Gas Colombia. (16 de abril de 2018). Ajustes al esquema de transacciones internacionales de energía (TIE) entre Colombia y Ecuador. Recuperado de : [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d1dddf2329d5f0040525827c006afb1a/\\$FILE/D-042-18%20AJUSTES%20AL%20ESQUEMA%20TRANSACCIONES%20INTERNACIONALES%20DE%20ENERG%C3%8DA%20-%20TIE.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d1dddf2329d5f0040525827c006afb1a/$FILE/D-042-18%20AJUSTES%20AL%20ESQUEMA%20TRANSACCIONES%20INTERNACIONALES%20DE%20ENERG%C3%8DA%20-%20TIE.pdf)

⁸⁶ García, J. Gómez, C. Bohorquez, C. (2014). Formación del precio de las transacciones internacionales de electricidad entre Colombia y Ecuador. Revista de Economía del Rosario. Vol. 17. No. 1. Enero-Junio 2014. 63-87. Recuperado de: <https://revistas.urosario.edu.co/index.php/economia/article/viewFile/3338/2572>

⁸⁷ Comunidad Andina. (4 de noviembre de 2009). Decisión 720 - Sobre la vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”. Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

embargo se tuvo presente que se debía mantener este régimen transitorio para Colombia y Ecuador pues el esquema ya se venía implementando.

Posteriormente la decisión 757 de 2011⁸⁸ mantuvo la suspensión de la aplicación de la decisión 536 por dos años más y tuvo en cuenta, adicional al intercambio de energía entre Colombia y Ecuador, el intercambio de energía entre Ecuador y Perú y se aprobaron los anexos I y II como normas transitorias mientras se fijan las normas comunes para el intercambio de energía eléctrica entre todos los países miembros de la CAN.

Esta suspensión de la decisión 536 posteriormente fue sostenida por las decisiones 789 de 2013⁸⁹, decisión 811 de 2016⁹⁰ y 815 de 2017⁹¹ esta última hasta el 24 de abril de 2017. Sin embargo en todo este periodo interino se mantuvo la vigencia de los regímenes transitorios para Colombia, Ecuador y Perú.

Como se puede observar, si bien desde el año 2002 existió una decisión en concreto para que los países miembro pudiesen avanzar hacia la integración de sus mercados eléctricos en el horizonte diario, esta decisión estuvo suspendida la mayor parte del tiempo, en donde solamente Colombia, Ecuador y Perú utilizaron los mecanismos comunitarios para lograr estructurar un proceso de intercambio y negociación de energía eléctrica entre los países.

4.1.2. Decisión CAN 816 de 2017 – Nuevo marco normativo al interior de la CAN – Mercado Andino Eléctrico Regional y sus reglamentos

Durante el tiempo que se mantuvo la suspensión de la decisión CAN 536, es importante tener presente que desde el año 2012 se estructura la iniciativa SINEA – Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, con la finalidad de conseguir un nuevo marco general para la integración de los mercados de electricidad de la Comunidad Andina y Chile esto con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo – BID.

⁸⁸ Comunidad Andina. (22 de agosto de 2011). DECISIÓN 757 Sobre la Vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”. Recuperado de:

<http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

⁸⁹ Comunidad Andina. (13 de junio de 2013). DECISION 789 Sobre la modificación de la Decisión 757, que determina la Vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”. Recuperado de:

<http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

⁹⁰ Comunidad Andina. (29 de agosto de 2016). DECISION 811 Extensión de la suspensión temporal de la Decisión 536 dispuesta por la Decisión 789. Recuperado de:

<http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

⁹¹ Comunidad Andina. (24 de febrero de 2017). DECISIÓN 815 Extensión de la suspensión temporal de la Decisión 536 dispuesta por la Decisión 811. Recuperado de:

<http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

Como desarrollo y gran aporte de la iniciativa SINEA finalmente en el año 2017 se aprueba la decisión 816⁹² la cual es el marco regulatorio vigente para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad dentro de la CAN.

Es decir, a partir del año 2017 en el marco de la CAN se tiene una decisión vinculante hacia la integración de los mercados de electricidad entre Colombia, Ecuador y Perú. El Estado de Bolivia debe ratificar expresamente esta decisión para que se entienda vinculante a dicho país.

Esta decisión crea el nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional – MAER el cual atiende a los principios de optimización de excedentes una vez abastecido el mercado interno, uso eficiente de los recursos energéticos, uso de la información, fomento al desarrollo económico de la región, sostenibilidad ambiental, calidad en la prestación del servicio y un derecho soberano de los países a la hora de establecer los criterios de utilización de sus recursos naturales. Consideremos que con la creación de este mercado posteriormente se pueden emitir decisiones en el sentido de crear mercados a plazo y mercados de balance.

En la decisión 816 se fija concretamente un marco regulatorio de un Mercado Andino eléctrico Regional de Corto Plazo - MAERCP que al mismo tiempo hace parte del MAER.

En este mercado se prevé la existencia de transacciones internacionales de electricidad – TIE⁹³ para un horizonte de 24 horas (es decir, se trata del mercado diario) con la posibilidad de realizar ajustes posteriores al programa de despacho resultante del día anterior (es decir, un mercado intradiario).

Se crea una figura única, la del Coordinador Regional. Este coordinador es designado por el CANREL entre los Operadores del Sistema (GRT) o los Administradores del mercado (OM) de cada país, por periodos de dos años calendario y se asignará de forma rotativa entre los Países teniendo en cuenta el orden alfabético.

Para estos horizontes de tiempo se habla de un despacho económico coordinado⁹⁴. Este despacho deberá ser gestionado por el coordinador regional utilizando la curva de oferta y la curva de demanda valorada en los nodos de frontera⁹⁵ de cada enlace internacional enviados por los operadores del sistema de cada país (GRT).

En este instrumento se analiza la importancia de los Operadores del Sistema (GRT) asignándose las obligaciones de coordinar la operación de los enlaces internacionales,

⁹² Comunidad Andina. (24 de abril de 2017). DECISIÓN 816 MARCO REGULADORIO PARA LA INTERCONEXIÓN SUBREGIONAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS E INTERCAMBIO INTRACOMUNITARIO DE ELECTRICIDAD.

Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

⁹³ Intercambios de compra y venta de electricidad obtenidos de un despacho económico coordinado efectuado en el Mercado del Día Anterior y ajustados con los resultados del Mercado Intradiario.

⁹⁴ Consiste en un programa de despacho de los Excedentes de Energía a mínimo costo, considerando, en todo momento, las particularidades operativas del sistema eléctrico de cada país y la capacidad de los Enlaces Internacionales.

⁹⁵ Barra o nodo del sistema de transmisión al que se conecta un Enlace Internacional, donde se realiza la medición de las Transacciones Internacionales de Electricidad. A su turno enlace internacional comprende el conjunto de equipamiento de transporte: líneas, subestaciones, transformadores, y otros, según corresponda, dedicado a conectar los sistemas eléctricos de dos países.

identificar o establecer las restricciones técnicas y realizar las acciones que permitan operar el MAERCP en condiciones de seguridad y calidad del servicio.

Por su parte las TIE serán liquidadas por el coordinador regional y los Administradores de los Mercados (OM), lo que harán es facturar dichas TIES (teniendo en cuenta la liquidación que les hayan sido enviadas) y finalmente pagarlas. Acá el Administrador del mercado del país importador pagará al administrador del mercado del país exportador tal y como se presenta en el esquema Colombia y Ecuador.

En esta decisión se presenta un instrumento jurídico fundamental, los Reglamentos. Esto guarda cierta semejanza con los códigos de red y directrices del MIE en Europa. Se establece la existencia de tres tipos de reglamentos:

- Reglamento operativo⁹⁶
- Reglamento comercial⁹⁷
- Reglamento de designación, funciones y responsabilidades del coordinador regional.

Estos reglamentos deben ser adoptados por resolución a propuesta de la CANREL la cual como explicamos es de obligatorio cumplimiento para los EM. La decisión expresamente dispone que hasta el momento en que estos reglamentos sean expedidos se mantiene la vigencia del régimen transitorio para Colombia, Ecuador y Perú.

Actualmente la elaboración y estudio de estos instrumentos jurídicos se encuentra en desarrollo, pero consideramos que es por medio de ellos en donde se presenta la más grande oportunidad para que se estructure finalmente un mercado integrado diario e intradiario entre Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia como primera experiencia regional de integración de mercados eléctricos.

Estamos en un momento histórico, la decisión 816 finalmente crea los instrumentos jurídicos especiales mediante los cuales se puede estructurar de forma detallada un mercado regional de electricidad integrado, en donde los agentes participantes de los diferentes mercados nacionales de los EM deben dar cumplimiento a los reglamentos, teniendo en cuenta su carácter supranacional. Consideramos de la más valiosa utilidad que en la labor encomendada al CANREL en el sentido de elaborar y estructurar estos reglamentos tengan presente la experiencia Europea presentada en este estudio y la cual procedemos a comparar en el capítulo final.

Esto para Colombia representa la primera vez que podría llegar a integrar su mercado eléctrico con otro país, en este caso con los países miembros de la CAN.

⁹⁶ Instrumento mediante el cual se establecen responsabilidades y obligaciones en la operación técnica de las transacciones internacionales de electricidad entre países interconectados a través de los Operadores de los Sistemas de cada país.

⁹⁷ Instrumento mediante el cual se establecen responsabilidades y obligaciones en la administración comercial de las transacciones internacionales de electricidad entre países interconectados, a través de los Administradores del Mercado.

5. Aspectos relevantes y Conclusiones finales

5.1. De la existencia de acuerdos internacionales

De forma introductoria en el capítulo 1 del presente escrito llegamos a la conclusión de que integrar mercados eléctricos de países soberanamente independientes requiere de la existencia de acuerdos políticos y económicos entre las naciones, en aras de dar seguridad a los participantes del mercado y sobre todo que dada la complejidad de la materia que se regula, esto es la energía eléctrica, implica un nivel de armonización o tratamiento entre los países bastante elevado.

En este primer punto consideramos que tanto los tratados constitutivos de la UE como los tratados constitutivos de la CAN son fuente suficiente para que los países tengan mercados eléctricos integrados. Uno de los objetivos principales de ambas organizaciones es precisamente la integración económica entre sus EM, fijando consecuentemente la posibilidad de integrar sus mercados eléctricos nacionales.

Para ello tanto la UE como la CAN cuentan con las herramientas jurídicas necesarias para guiar a sus EM en este proceso. Tuvimos la oportunidad de explicar que la UE cuenta con un ordenamiento jurídico autónomo, con normas originarias y derivadas, las cuales en ocasiones prevalecen por sobre el ordenamiento jurídico de los EM y algunas son de aplicación directa. Pues bien, esto ocurre igualmente con la CAN, la cual luego de las modificaciones introducidas en los años 90, se convirtió en una organización internacional de carácter supranacional, teniendo la posibilidad de contar con normas originarias y derivadas que prevalecen por sobre el ordenamiento jurídico nacional y de aplicación directa.

El MIE en Europa se alcanzó gracias a las Directivas, Reglamentos y Códigos de Red de obligatorio cumplimiento y provenientes de su estructura orgánica permanente. Por su parte los pasos iniciales dados en la CAN y que permitieron un intercambio de energía más o menos organizado entre Colombia, Ecuador y Perú también se dan bajo las Decisiones tomadas por la organización internacional y que son de aplicación directa, estas decisiones y con la nueva posibilidad de expedir reglamentos son las que darán origen al nuevo MAER.

En este punto inicial, se concluye que Colombia hace parte de una organización internacional mediante la cual puede darse un proceso de integración de mercados eléctricos entre sus EM, pues dicha organización se ha fijado el objetivo de integrar estos mercados pero adicionalmente cuenta con los instrumentos jurídicos vinculantes necesarios para llegar a los grados de armonización óptimos en aras de alcanzar un mercado Común en la Región que en principio se estructura para un mercado diario.

5.2. De la posibilidad de regular el sector y la noción de servicio público

En las normas CAN no se abandona el concepto de servicio público en el sector de la energía eléctrica tal y como ocurrió en la UE. Sin embargo, los EM de la CAN tienen mercados de energía eléctrica más o menos liberalizados (salvo el caso específico de Bolivia), esto implica que las diferentes legislaciones mantienen dicho carácter, lo que

implica la posibilidad de direccionar el sector por parte del estado pero al mismo tiempo contando con participación de particulares o privados. Esto por ejemplo se ve muy bien reflejado en las Leyes 142 y 143 de 1994 para el estado Colombiano.

No consideramos que esto sea un impedimento en aras de la integración de los mercados, pues precisamente los EM mantienen el poder de estructurar el mercado e imponer obligaciones a sus integrantes, dado lo cual los EM de la CAN tienen la legitimidad de estructurar un mercado integrado teniendo en cuenta adicionalmente que deben cumplir sus compromisos internacionales.

5.3. De las interconexiones e independencia de la actividad de transporte de energía eléctrica

Como se ha repetido en múltiples ocasiones a lo largo de este estudio, es primordial que los países se encuentren realmente interconectados para poder integrar sus mercados eléctricos. Teniendo en cuenta esto es indispensable que se cuente con decisión CAN específica o con informes preceptivos a cargo de una autoridad comunitaria en materia de desarrollo y construcción de las infraestructuras de interconexión, pues estas son las que dan viabilidad a mercados sólidos y reales y adicionalmente representan un campo atractivo para la inversión.

Por su parte, la normatividad de la UE se ocupó por varios años de la independencia de la actividad de transporte y distribución teniendo en cuenta que el transporte de la energía por redes implica problemas de competencia si participan al mismo tiempo los intereses de la producción o comercialización de energía eléctrica. La norma CAN no determina un régimen de independencia específico en este sentido, dejando la estructuración de este elemento a la legislación de los EM.

Si bien es cierto que los EM de la CAN se han preocupado de forma individual por asegurar la independencia de la actividad de transporte, consideramos que es indispensable que esta situación se determine en la normativa supranacional en aras de brindar seguridad jurídica a los agentes que quieran invertir en la región, por ejemplo que nuevas instalaciones de producción de energía renovable con fuentes no convencionales tengan la seguridad que los transportistas de los EM van a ser independientes y que esto se asegure desde la misma normativa CAN.

5.4. Del tratamiento del consumo minorista

Uno de los elementos que más impulsan la competencia en los mercados de energía eléctrica es que el consumo minorista o el consumo final se encuentre liberalizado, es decir que el consumidor final tenga la posibilidad de escoger su suministrador o comercializador en el juego de la competencia sin atender a ningún nivel mínimo de consumo o característica del usuario.

En la norma CAN esto no se tiene previsto, es decir los países mantienen la posibilidad de tener clientes con tarifas fijas determinadas previamente por algún procedimiento administrativo – regulatorio y no por el juego de la competencia. En aras de la armonización consideramos indispensable que si se van a mantener clientes finales con tarifas de este

estilo, esto se haga de forma homogénea en todos los EM para lo cual se requiere decisión CAN en tal sentido.

5.5. De las nuevas realidades del sector eléctrico a nivel mundial

Es indiscutible que la mayoría de los mercados eléctricos a nivel mundial en aras de la protección al medio ambiente, la descarbonización y la garantía del suministro están presentando una gran entrada de producción de energía eléctrica a base de fuentes renovables no convencionales las cuales presentan ciertos retos técnicos importantes para los sistemas eléctricos ya que son tecnologías de difícil gestión y de difícil predicción.

Adicionalmente se debe tener en cuenta que el paradigma del consumidor de energía eléctrica está cambiando, ya no se trata de aquel consumidor que sólo obtiene energía eléctrica del sistema sino que entrega energía al mismo dada su autoproducción (prosumidor) y dado el actual desarrollo de la tecnología hay múltiples posibilidades de gestionar la demanda. En el futuro muy cercano adicionalmente se prevé la existencia de la actividad de almacenamiento de energía, por tanto se invita a revisar las reflexiones que dar origen al cuarto paquete de energía en la UE.

Con todo se debe tener en cuenta cómo juegan estas nuevas realidades en las interconexiones e intercambios internacionales de energía eléctrica al interior de los países miembros de la CAN y conforme se ha manejado al interior de la UE.

5.6. De los agentes participantes en los mercados eléctricos

Respecto de los agentes participantes de los mercados, encontramos cierta coherencia entre lo estipulado en las normas CAN como en las normas de la UE. La norma existente CAN tiene la finalidad de conseguir exclusivamente un mercado diario e intradiario, para lo cual de forma inicial prevé la existencia de un coordinador regional (que puede ser un OM o un GRT de los EM) que hará el despacho y la liquidación de las transacciones de energía con el apoyo de las ARN, los OM y los GRT. Como tuvimos la oportunidad de estudiar en el mercado diario acoplado e intradiario continuo en Europa los agentes participantes en el mercado son los mismos por lo tanto la norma guarda coherencia en ese sentido.

Sin embargo, no se hace mención a homogenizar las competencias de las ARN ni tampoco la existencia de un órgano de cooperación con las características de la ACER Europea. En la CAN está la CANREL como único órgano que se le asemeja pero con muchas funciones adicionales que no son propias de un regulador. En aras de buscar una regulación armónica en todo el nuevo mercado regional de la CAN, se recomienda la creación de organismos comunitarios permanentes que agrupen por un lado a las ARN, por otro a los GRT - GRD y por último a los OM dado que son los principales actores que dan cuerpo a los mercados eléctricos.

Estos nuevos organismos internos propuestos pueden estructurarse como órganos comunitarios con competencias normativas supranacionales y por lo tanto con la posibilidad de dictar normas de aplicación directa a todos los EM y sus participantes o como entidades que propendan a la cooperación de los agentes que las conforman.

5.7. De la garantía del suministro y la consecución de precios competitivos a través de la integración de mercados en la CAN

Se insiste en que todo el esfuerzo que se realice en aras de integrar mercados eléctricos en Colombia y en la CAN tiene dos finalidades fundamentales: garantizar el suministro de energía a los habitantes de los territorios, los cuales ven incrementada la oferta más allá de sus fronteras así como la posibilidad de que se acceda a precios muchos más beneficiosos dada la competitividad. Esto pasa necesariamente por la revisión de las anteriores conclusiones las cuales al final resultan ser un instrumento para llegar a estos objetivos.

Esperamos que los nuevos reglamentos que sean expedidos en el marco de la decisión CAN 816 sean instrumentos de gobernanza suficientes para dar viabilidad a este primer mercado integrado diario e intradiario entre Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia en donde se tenga en cuenta el importante legado que deja el tercer paquete de energía en la UE, cuando se previó la existencia de Códigos de Red y directrices marco en temas fundamentales.

Para ello los reglamentos deberán tener en cuenta el mejoramiento de la capacidad de intercambio transfronterizo de energía, la posibilidad de conseguir un precio acoplado único a nivel regional (por ejemplo con la utilización de un algoritmo de casación único) con sistemas de subasta implícita de la capacidad de intercambio transfronterizo de energía y la existencia real del mercado intradiario que tenga la posibilidad de acercarse bastante al tiempo real del consumo de energía, esto teniendo en cuenta la gran entrada de producción o generación de energía renovable con fuentes no convencionales las cuales son intermitentes y de difícil pronóstico.

Por lo demás se considera necesario que la CAN debe avanzar en el estudio de la estructuración de mercados a plazo superiores al horizonte diario con el respectivo aseguramiento de la capacidad de intercambio de energía entre los estados así como de la consecución de mercados de balance tan necesarios en la operación real de los sistemas eléctricos.

Si se logra la senda de estructurar mercados eléctricos en el ámbito geográfico de la CAN, se puede seguir el ejemplo del camino recorrido en Europa desde el 2011 en donde las diferentes iniciativas regionales (como lo puede ser la CAN) se integraron entre sí para dar cuerpo al MIE Europeo.

Luego de armonizado el mercado eléctrico regional - MAER, si se cuenta con interconexión con Panamá, caso en el cual ya no le interesará exclusivamente a Colombia sino a los EM de CAN y con conexiones entre Perú, Ecuador y Bolivia con las iniciativas de integración de mercados eléctricos que se vienen estructurando más al sur del continente, se podría llegar a niveles de integración desde el centro hasta el sur de América beneficiando a todos sus habitantes y generando un nuevo panorama a nivel mundial, nuevamente logrando fortalecer la garantía del suministro y la formación de una señal de precio más eficiente y competitivo.

BIBLIOGRAFÍA

¿Qué es el MER?. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (22 de mayo de 2020). Recuperado de: <https://crie.org.gt/mer/>

Ajustes al esquema de transacciones internacionales de energía (TIE) entre Colombia y Ecuador. Comisión de Energía Eléctrica y de Gas Colombia. (16 de abril de 2018). Recuperado de: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d1dddf2329d5f0040525827c006afb1a/\\$FILE/D-042-18%20AJUSTES%20AL%20ESQUEMA%20TRANSACCIONES%20INTERNACIONALES%20DE%20ENERG%C3%8DA%20-%20TIE.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d1dddf2329d5f0040525827c006afb1a/$FILE/D-042-18%20AJUSTES%20AL%20ESQUEMA%20TRANSACCIONES%20INTERNACIONALES%20DE%20ENERG%C3%8DA%20-%20TIE.pdf)

CEPAL lanzó Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles. CEPAL. (31 de octubre de 2018). (19 de mayo de 2020). Recuperado de: <https://www.cepal.org/es/noticias/cepal-lanzo-observatorio-regional-energias-sostenibles>

COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL The Road from Paris: assessing the implications of the Paris Agreement and accompanying the proposal for a Council decision on the signing, on behalf of the European Union, of the Paris agreement adopted under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Comisión Europea. (2 de marzo de 2016). Recuperado de: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/EN/1-2016-110-EN-F1-1.PDF>

COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL Achieving the 10% electricity interconnection target Making Europe's electricity grid fit for 2020. Comisión Europea. (25 de febrero de 2015). (16 de mayo de 2020). Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/FOR%20WEB%20energy%20union%20interconnections_EN-1.pdf

Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo a al Parlamento Europeo del 10 de enero de 2007. Comisión Europea. (29 de abril de 2020). Una política energética para Europa. Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:ES:PDF>

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO EUROPEO DE INVERSIONES Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva. Comisión Europea. (2015). (16 de mayo de 2020). Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52015DC0080&from=EN>

Conclusiones de la presidencia. Consejo Europeo de Lisboa. (22 de abril de 2020). Recuperado de: https://www.europarl.europa.eu/summits/lis1_es.htm#a

DECISION 536 MARCO GENERAL PARA LA INTERCONEXION SUBREGIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS E INTERCAMBIO INTRACOMUNITARIO DE ELECTRICIDAD.

Comunidad Andina. (10 de diciembre de 2002). Recuperado de:
<http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

Decisión 720 - Sobre la vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”.

Comunidad Andina. (4 de noviembre de 2009). Recuperado de:
<http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

DECISIÓN 757 Sobre la Vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”. Comunidad Andina. (22 de agosto de 2011). Recuperado de: Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

DECISION 789 Sobre la modificación de la Decisión 757, que determina la Vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”. Comunidad Andina. (13 de junio de 2013). Recuperado de: Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

DECISION 811 Extensión de la suspensión temporal de la Decisión 536 dispuesta por la Decisión 789. Comunidad Andina. (29 de agosto de 2016). Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

DECISIÓN 815 Extensión de la suspensión temporal de la Decisión 536 dispuesta por la Decisión 811. Comunidad Andina. (24 de febrero de 2017). Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

DECISIÓN 816 MARCO REGULATORIO PARA LA INTERCONEXIÓN SUBREGIONAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS E INTERCAMBIO INTRACOMUNITARIO DE ELECTRICIDAD. Comunidad Andina. (24 de abril de 2017). Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Documentos.aspx?GruDoc=07>

DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 11 de noviembre de 2003 por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas. Comisión Europea. (11 de noviembre de 2003) recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003D0796&from=EN>

Definición de Servicios de Interés General. Comisión Europea. (21 de abril de 2020). Recuperado de: https://ec.europa.eu/info/topics/single-market/services-general-interest_es

Derecho Económico Internacional 8 Ed (Traducción al español). HERDEGEN, M. (2012). München, Beck Juristischer Verlag, 2009. Traducción Bogotá, Colombia: Editorial Universidad del Rosario.

DETALLE DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO INTRADIARIO. Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (17 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf

DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE. Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (5 de

junio de 2019) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>

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. Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (26 de junio de 2003). Recuperado de: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0005.02/DOC_1&format=PDF

DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (13 de julio de 2009) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=de>

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. Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (9 de diciembre de 1996) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:31996L0092&from=PL>

Evolución del mercado de electricidad informe anual 2019. Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (2019). (17 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.omie.es/sites/default/files/2020-02/informe_anual_2019_es.pdf

Evolución del mercado de electricidad informe anual 2019. Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (2019). (17 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.omie.es/sites/default/files/2020-02/informe_anual_2019_es.pdf

Formación del precio de las transacciones internacionales de electricidad entre Colombia y Ecuador. García, J. Gómez, C. Bohorquez, C. (2014). Revista de Economía del Rosario. Vol. 17. No. 1. Enero-Junio 2014. 63-87. Recuperado de: <https://revistas.urosario.edu.co/index.php/economia/article/viewFile/3338/2572>

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DIARIO. Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (17 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf

INFORMACION SOBRE IMPLEMENTACIÓN DE LOS CÓDIGOS DE RED DE MERCADOS. Red Eléctrica de España. (16 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.esios.ree.es/es/pagina/informacion-sobre-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-mercados#gl_eb

INFORMACION SOBRE IMPLEMENTACIÓN DE LOS CÓDIGOS DE RED DE MERCADOS. Red Eléctrica de España. (16 de mayo de 2020). Recuperado de: https://www.esios.ree.es/es/pagina/informacion-sobre-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-mercados#gl_eb

LA DIMENSIÓN JURÍDICA DEL DERECHO COMUNITARIO ANDINO. (Tesis doctoral). Rodero, R. (2014). Facultad de Derecho de la Universidad de Sevilla. Sevilla, España. Recuperado de:

https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/73880/Tesis_Rodero%20García%2C%20Radda%20y.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Objetivos de desarrollo sostenible. Organización de Naciones Unidas. (19 de mayo de 2020). Recuperado de: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

Objetivos y valores de la unión europea. Unión Europea. (3 de mayo de 2020). De la unión económica a la unión política. Recuperado de: https://europa.eu/european-union/about-eu/eu-in-brief_es

Regional Initiatives Status Review Report 2011. Getting to 2014: The Role of Regional Initiatives. ACER. (1 de enero de 2011)(9 de mayo de 2020) Recuperado de: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202011.pdf

Regional Initiatives Status Review Report 2011. Getting to 2014: The Role of Regional Initiatives. ACER. (1 de enero de 2011) (9 de mayo de 2020) Recuperado de: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202011.pdf

Regional Initiatives Status Review Report 2014. ACER. (10 de febrero de 2015). (9 de mayo de 2020) Recuperado de: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202014.pdf

Regional Initiatives Status Review Report 2015. ACER. (9 de febrero de 2016) ACER (12 de mayo de 2020) Recuperado de: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202015.pdf

REGLAMENTO (CE) No 1228/2003 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (26 de junio de 2003) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX%3A32003R1228>

REGLAMENTO (CE) no 713/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (13 de julio de 2009) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009R0713&from=EN>

REGLAMENTO (CE) no 714/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003. Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (13 de julio de 2009) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX%3A32009R0714>

REGLAMENTO (UE) 2015/1222 DE LA COMISIÓN de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. Comisión Europea. (24 de julio de 2015) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>

REGLAMENTO (UE) 2016/1719 DE LA COMISIÓN de 26 de septiembre de 2016 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo. Comisión Europea. (26 de septiembre de 2016) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32016R1719>

REGLAMENTO (UE) 2019/942 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía. Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (5 de junio de 2019) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex:32019R0942>

REGLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad. Parlamento Europeo y Consejo Europeo. (5 de junio de 2019) Recuperado de: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

Reglamentos, directivas y otros actos legislativos. Unión Europea. (3 de mayo de 2020). Recuperado de: https://europa.eu/european-union/eu-law/legal-acts_es

Resolución MME 4 0790 del 31 de julio de 2017. PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2017 – 2031. Unidad de Planeación Minero Energética. (20 de mayo de 2020). Recuperado de: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2017/Plan_GT_2017_2031.pdf

Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina. Aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles. NACIONES UNIDAS. CEPAL. (2019). (19 de mayo de 2015). Recuperado de: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44594/1/S1801056_es.pdf

SDAC geographical scope and extensions. NEMO comittie. (17 de mayo de 2020). Recuperado de: <http://www.nemo-committee.eu/sdac>

SIDC Geographical Scope and Future Go-Live Waves. NEMO comittie. (17 de mayo de 2020) Recuperado de: <http://www.nemo-committee.eu/sidc>

SIDC Geographical Scope and Future Go-Live Waves. NEMO comittie. (17 de mayo de 2020). Recuperado de: <http://www.nemo-committee.eu/sidc>

Somos comunidad andina. Comunidad Andina. (20 de mayo de 2020). Recuperado de: <http://www.comunidadandina.org/Seccion.aspx?id=189&tipo=QU&title=somos-comunidad-andina>