



**PROYECTO CIER 07
“DISEÑO DE UNA ORGANIZACIÓN PARA
COORDINAR LOS FUTUROS MERCADOS
REGIONALES DE ELECTRICIDAD EN
AMÉRICA DEL SUR”**

Agosto 2001

PROLOGO

El Proyecto “*Diseño de una Organización para coordinar los futuros mercados regionales de electricidad en América del Sur*”, PR CIER 07, se enmarca dentro de un conjunto de proyectos coordinados por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) por medio de los cuales se busca contribuir a ir conformando, paso a paso, el establecimiento de un mercado regional en Sudamérica.

El objetivo principal de este proyecto pretende con base en la experiencia europea estudiar y proponer la solución más apropiada para la coordinación de los mercados regionales de electricidad en América del Sur, con flexibilidad para adaptarse en el tiempo y geografía a la evolución de dichos mercados.

El Proyecto CIER 07 ha sido cofinanciado con fondos del Programa ALURE de la Unión Europea y tuvo una duración de 18 meses.

La ejecución del Proyecto ha sido llevada a cabo por el siguiente consorcio :

- **RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA**, como líder del consorcio. RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA es el Operador del Sistema Eléctrico español y gestor y propietario de la red de transmisión española que cuenta con más de 18.000 km de líneas de muy alta tensión. Su actividad se desarrolla dentro de la red europea conocida como UCTE.
- **VATTENFALL**, empresa de generación y distribución sueca, con una capacidad instalada de 29000 MW, y que desarrolla su actividad en el mercado regional NordPool, pionero en la integración de mercados.
- **COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL (CIER)**. Organismo Internacional No Gubernamental al cual pertenecen 224 empresas y organismos del sector eléctrico de los diez países de Sudamérica entre los cuales se encuentran la mayoría de agentes de los sectores eléctricos de Sudamérica : reguladores, generadores, distribuidores, transportistas, operadores de sistemas, administradores de mercados así como los principales organismos gubernamentales relacionados con la energía eléctrica.

Este proyecto está fuertemente relacionado con el Proyecto CIER 03 que trata sobre las Interconexiones Regionales de Mercados Eléctricos en Sudamérica y analiza las barreras

institucionales, regulatorias y operativas que impiden la comercialización de la energía y plantea alternativas para superarlas.

En una primera etapa se estudiaron las experiencias europeas en el desarrollo de los mercados Nórdico y Central Europeo en la zona de la UCTE y su factibilidad de ser aplicadas en este proceso en Sur América

Con base en este enfoque, en una segunda etapa el grupo analizó los elementos más relevantes del proyecto CIER 03, relacionados con el diseño conceptual de los Mercados Regionales y elaboró el diseño de una organización para coordinar los futuros mercados regionales de electricidad en América del Sur para cada una de las etapas planteadas en su desarrollo llegando, finalmente, a la situación ideal de largo plazo de plena integración a través de un único mercado regional, para el cual se muestra su organización que permita regularlo, coordinarlo, operarlo y administrarlo.

Punto importante fue el proceso de análisis, discusión y difusión de resultados. En total el proyecto desde su lanzamiento en el I Seminario Internacional de Interconexiones e Integración de Mercados Regionales en Rio de Janeiro en Mayo del 2000, tuvo difusión de sus avances y resultados en cinco reuniones CIER y se realizaron seis reuniones del Grupo de Trabajo. Lo anterior permitió que realmente se debatieran y acogieran sus resultados en organizaciones de integración como MERCOSUR y Comunidad Andina gobiernos, entes reguladores, empresas, inversores, entidades financieras, firmas de consultoría y fabricantes. pues en todas estas reuniones se invitaron a participar activamente dentro de los diferentes paneles y debates que se diseñaron para ese fin.

La CIER, la Comisión Europea a través de su programa ALURE y el Equipo de Trabajo del Proyecto, entregan este valioso estudio a todos aquellos organismos, entidades e inversores públicos y privados como un aporte mas a su compromiso de mostrar el camino de la integración energética en América del Sur.

La CIER agradece a los Miembros Asociados Red Eléctrica de España, Vattenfall de Suecia, a los Comités Nacionales, a los integrantes del Grupo de Trabajo del Consorcio REE, Vattenfall liderados por su Coordinador Ing. Eduardo Roquero y su asistente Margarita Escandon al Coordinador Internacional del Area de Generación & Transmisión, y coordinador por parte de CIER en el Grupo de Dirección Ing José Vicente Camargo a la Secretaría Ejecutiva, a las Empresas ISA de Colombia, CAMMESA de Argentina y al ONS por su participación con los Ingenieros Andres Villegas, Mario Mannucci y Paulo Abreu Letiao de

Almeida respectivamente y muy especialmente a la Unión Europea y su programa ALURE como cofinanciadora del proyecto, que han hecho posible que podamos entregar este producto el cual estamos seguros que será un valioso aporte y documento referencia para los estudios , investigaciones y desarrollos de proyectos futuros que permitan la integración de nuestro sistema y mercados de energía en América del Sur.

INDICE

PROLOGO

RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCIÓN	1
2. CONTENIDO DEL INFORME	4
3. EVOLUCIÓN DE LAS ORGANIZACIONES UCTE, NORDEL, ETSO.	7
3.1. Historia y desarrollo hasta la situación actual	8
3.2. Descripción de las actuales organizaciones	18
3.2.1. Objetivos de las organizaciones	19
3.2.2. Estructura de las organizaciones	20
3.2.3. Miembros participantes	24
3.2.4. Métodos de trabajo	25
3.2.5. Normas y especificaciones técnicas, comerciales y administrativas	33
3.2.6. Cooperación con otras organizaciones	38
3.2.7. Presupuesto y financiación	38
3.2.8. Análisis y Conclusiones	39
3.3. Descripción de la Bolsa de Energía Nórdica (NordPool).....	45
4. SITUACIÓN EN SUDAMÉRICA	46
4.1. Descripción del sector en Sudamérica	49
4.2. Conclusiones de los Proyectos CIER 02, CIER 03 y su Interrelación con el CIER 07.....	60

5. LA EXPERIENCIA EUROPEA EN LA ORGANIZACIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE ELECTRICIDAD Y SU APLICABILIDAD Y VIABILIDAD EN SUDAMÉRICA	66
5.1. Breve descripción de la evolución de la experiencia europea	68
5.1.1. Directiva de Tránsito por las grandes redes	69
5.1.2. Directiva de Transparencia de Precios	70
5.1.3. Redes Transeuropeas	70
5.1.4. Directiva sobre Normas comunes del mercado interior . de la electricidad	71
5.1.5. La Carta Europea de la Energía	71
5.1.6. Propuesta de modificación de la Directiva sobre normas comunes	72
5.1.7. Propuesta de Reglamento de Tránsito Transfronterizo	74
5.1.8. Foro de Florencia	75
5.2. La influencia mutua en las organizaciones europeas UCTE, NORDEL y ESTO en la conformación del mercado interior de la electricidad ..	76
5.2.1. UCTE	77
5.2.2. NORDEL	77
5.2.3. ESTO	79

5.3. Aplicabilidad de la experiencia de los organismos europeos a Sudamérica	80
6. PLANTEAMIENTO ESTRATÉGICO DE LOS ORGANISMOS DE COORDINACIÓN	85
6.1. Premisas	86
6.1.1. La integración regional	86
6.1.2. La integración regional eléctrica	86
6.1.3. La integración regional eléctrica en Sudamérica	88
6.2. El liderazgo del proceso de integración en Sudamérica	91
6.3. Esquema estratégico de los Organismos de Coordinación	94
7. PROPUESTA DE ORGANISMOS REGIONALES PARA LOS MERCADOS REGIONALES EN SUDAMÉRICA	102
7.1. Comisión Ejecutiva para la creación del Organismo Regulador Regional	103
7.1.1. Objetivos	103
7.1.2. Miembros y Estructura	104
7.1.3. Funciones	106
7.2. Comisión Ejecutiva para la Creación del Operador del Sistema Regional	107
7.2.1. Objetivos	107
7.2.2. Miembros y Estructura	108
7.2.3. Funciones	109
7.3. Comisión Ejecutiva para la Creación del Administrador del Mercado Regional	110
7.3.1. Objetivos	111

7.3.2. Miembros y Estructura	111
7.3.3. Funciones	112
8. FASE DE OPERACIÓN PARA LOS ORGANISMOS	114
8.1. Organismo Regulador Regional	115
8.1.1. Objetivos	115
8.1.2. Miembros	116
8.1.3. Estructura y Recursos necesarios	116
8.1.4. Funciones y métodos de trabajo	120
8.2. Operador del Sistema Regional	122
8.2.1. Objetivos	124
8.2.2. Miembros	124
8.2.3. Estructura y Recursos necesarios	124
8.2.4. Funciones	126
8.2.5. Reglamentos y Normas técnicas, comerciales y administrativas	127
8.3. Administrador del Mercado Regional	127
8.3.1. Objetivos	129
8.3.2. Forma legal de las compañías AMR	129
8.3.3. Órganos de dirección de los AMR	133
8.3.4. Funciones de los AMR	134
8.3.5. Métodos y organización del trabajo	135
9. FINANCIACIÓN DE LOS ORGANISMOS	136
9.1. Importancia de una adecuada financiación	137
9.2. Alternativas de financiación	138
9.3. Vías de recaudación del AMR	138
9.4. Alternativas de asignación de los recursos económicos	139
10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	140

INDICE ANEXOS

1. INSTRUMENTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE ELECTRICIDAD EUROPEO.

- 1.1. Directiva de Tránsito por las Grandes Redes
- 1.2. Directiva de Transparencia de Precios
- 1.3. Redes Transeuropeas
- 1.4. Directiva sobre Normas Comunes del Mercado Interior de la Electricidad
- 1.5. La Carta Europea de la Energía
- 1.6. Propuesta de modificación de la Directiva sobre Normas Comunes

2. MERCADO ELÉCTRICO NÓRDICO Y NORDPOOL

- 2.1. Memoria Anual 1999 Nordel
- 2.2. From Power Monopoly to Competition: NORDEL is ready for new tasks
- 2.3. The Spot Market
- 2.4. Eloption

3. UCPTE y ETSO.

- 3.1. Constituion of the Internal Association “Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE”. Lisbon, 17 May, 2001.
- 3.2. Internal Regulations UCTE.
- 3.3. Constitution of the International Association “European Transmission System Operators, ETSO”. Brussels, 29 June, 2001.
- 3.4. Internal Regulations ETSO.



RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCIÓN

El Proyecto "*Diseño de una Organización para coordinar los futuros mercados regionales de electricidad en América del Sur*", se enmarca dentro de un conjunto de proyectos coordinados por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) encaminados a ir conformando paso a paso el establecimiento de un mercado regional de electricidad en Sudamérica. Este Proyecto ha sido financiado por el Programa Alure de la Unión Europea.

No hay duda alguna de que los sectores eléctricos, además de desarrollar su función primordial de abastecer de un producto a unos consumidores, inciden de forma significativa en la evolución social y económica del país.

Igualmente se puede afirmar que el proceso de evolución de los sectores eléctricos siempre se ha basado en la integración de los mercados. Cada paso de integración supone un incremento de la fiabilidad, seguridad y calidad del suministro, a la vez que un descenso en el precio final de la electricidad.

El proceso de integración comienza en el ámbito local, mediante la conexión de nudos de generación y de suministro, primero entre instalaciones de una misma empresa y posteriormente entre instalaciones de distintas empresas, pero siempre en un ámbito nacional. Así, el desarrollo de la integración a nivel nacional se puede considerar maduro cuando todos los consumos significativos del país están conectados a una red eléctrica, que podría denominarse troncal.

La experiencia también ha mostrado que el intervencionismo de los gobiernos en los sectores eléctricos, con poderes de legislar y regular la integración, ha sido uno de los factores determinantes del éxito de la integración. Sin este poder legislativo, es muy probable que los intereses y posiciones de dominio en mercados cautivos de algunas empresas hubieran frenado esta integración nacional.

El siguiente nivel de integración se consigue mediante la realización de interconexiones internacionales que permitan acceder a mercados extranjeros. Los motivos de esta integración son tanto de índole técnico (seguridad y fiabilidad) como económico (disminución capacidad reserva, contratos de compra venta).

Esta fase requiere una cierta armonización técnica y regulatoria, armonización que se solventa adecuadamente mediante acuerdos bilaterales entre los dos países afectados. Solamente el uso por terceros de estas interconexiones puntuales puede plantear discrepancias en el aspecto regulatorio.

En realidad, las experiencias de mercados regionales demuestran que el principal problema de integración de mercados es precisamente el de armonización y transparencia regulatoria.

El último nivel de integración corresponde a la integración regional, entendida como la integración de mercados eléctricos de varios países en un mismo entorno técnico, económico y regulatorio.

En este nivel, los problemas se agudizan por motivos de tamaño geográfico, multiplicidad de agentes intervinientes, intereses nacionales contrapuestos y, fundamentalmente, regulaciones nacionales diferentes que pueden suponer falta de reciprocidad en los accesos al mercado o posiciones de dominio de algunos de los agentes.

Tanto por los motivos mencionados de armonización regulatoria, como por motivos de armonización técnica de operación de sistemas eléctricos y por coordinación económica de funcionamiento de los mercados, la correcta gestión de los mercados regionales de electricidad necesitan, además de una clara voluntad política de los gobiernos involucrados, de organismos de coordinación supranacionales con poder suficiente sobre los agentes que intervienen en las transacciones internacionales de electricidad.

Por ello, la integración regional no puede dejarse en manos del voluntarismo económico de los agentes, sino que debe ser impulsada por un voluntarismo político de todos los países involucrados y apoyada por unos organismos de coordinación, cuya misión principal sea la de proporcionar unas reglas de funcionamiento del mercado eléctrico regional aceptadas por todos, tanto agentes económicos como políticos.

Las experiencias de mercados regionales en el mundo son escasas, y básicamente se han desarrollado en Europa, donde se puede considerar que el mercado nórdico es el único de carácter regional, donde los agentes de cualquiera de los países pueden actuar en cualquiera de los demás países.

Las recomendaciones aquí expuestas, se derivan tanto de la realidad sudamericana como de las experiencias habidas en Europa en la integración regional, únicas en el mundo.

No existen fórmulas mágicas ni únicas para la integración. Así, en muchos casos, la propia evolución del desarrollo de la integración será la que marque el desarrollo de los organismos de coordinación. No hay que olvidar que estos procesos pueden y suelen durar muchos años, y la flexibilidad en el enfoque de su gestión también es un elemento importante del éxito de la implantación del mercado regional.

2. LA EXPERIENCIA EUROPEA EN LA ORGANIZACIÓN DE MERCADOS REGIONALES DE ELECTRICIDAD

Las experiencias de mercados regionales de electricidad europeas, básicamente las únicas que se han desarrollado en el mundo, se han basado además de en el apoyo y soporte regulatorio de las Directivas de la Unión Europea, en tres organismos de coordinación del mercado

UCTE

En 1951 se creó la organización UCPTTE (Unión para la Coordinación de la Producción y del Transporte de Electricidad). En su origen, el objetivo primordial de esta organización era meramente de coordinación técnica de los sistemas eléctricos de los países.

Posteriormente en 1999, y en paralelo a la desagregación de las actividades eléctricas motivadas por las directivas de la UE, UCPTTE se transforma en UCTE, desapareciendo los productores como miembros de la organización.

Los principales objetivos de UCTE son :

- Coordinación del funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados de manera síncrona, fundamentalmente para la seguridad de funcionamiento
- Coordinación del funcionamiento de las interfaces a los sistemas eléctricos con ella interconectados, con el fin de realizar una buena gestión de las interacciones
- Mejora general de las técnicas aplicadas gracias al intercambio de experiencia entre sus miembros.
- Búsqueda de la interoperabilidad de los sistemas eléctricos, estableciendo las condiciones técnicas y de organización para facilitar los intercambios de energía y la mutua asistencia para el conjunto de las líneas de interconexión actuales y futuras.
- Apertura, no discriminatoria, del acceso a las redes de transporte en los Estados miembros del Mercado Interior Europeo de la electricidad, conforme a su legislación nacional y a la Directiva 92/92/CE

NORDEL

De una manera análoga, se creó en 1963 la asociación NORDEL cuya ámbito de actuación son los países nórdicos europeos. En 1998, NORDEL también sufrió un cambio importante

pasando a estar formada exclusivamente por empresas que explotan y operan las redes de transporte, transformación que finalizó en el 2000. Bajo la tutela de NORDEL se dieron las condiciones reales para operar el NordPool, que puede considerarse el único mercado regional, propiamente dicho, que existe en el mundo, donde cualquier agente de cualquiera de los países puede transaccionar electricidad en cualquier otro país nórdico.

Los objetivos de NORDEL son :

- Crear y ampliar las condiciones necesarias para el funcionamiento de un mercado eléctrico nórdico, eficaz y armonizado.
- Proporcionar asesoramiento y recomendaciones para impulsar un sistema eléctrico eficaz en la región nórdica, que tenga en cuenta las condiciones predominantes en cada país.
- Fomentar la cooperación y relaciones públicas internacionales del sistema eléctrico y del mercado de la energía eléctrica.

ETSO

En la Unión Europea se creó en 1999 ETSO, como Asociación de Operadores de Sistemas Eléctricos Europeos, y cuyos miembros son los operadores de sistemas de los distintos países. Su creación se debe fundamentalmente a una necesidad de coordinación de los operadores ante los requisitos impuestos por la Directiva Europea.

Los principales objetivos de ETSO son :

- Estudiar y desarrollar los principios dirigidos al desarrollo y armonización de las normas para facilitar el Mercado Interior de la Electricidad (MIE)
- Intercambiar información y cooperar con organismos e instituciones que compartan los mismos objetivos
- Investigar y resolver los aspectos técnicos y regulatorios de interés común para los operadores del sistema de transporte.

3. APLICABILIDAD DE LA EXPERIENCIA EUROPEA A SUDAMÉRICA

En la tabla siguiente se identifican los elementos más relevantes para el desarrollo de un mercado regional, tanto en Sudamérica como en Europa, analizando sus diferencias, principalmente bajo el punto de vista de la incidencia en el diseño y justificación de las organizaciones de coordinación del mercado regional.

EVOLUCIÓN DE LA INTEGRACIÓN EN EUROPA Y SU APLICABILIDAD EN SUDAMÉRICA

<i>Evolución del Mercado Regional</i>	<i>Reacción Europea</i>	<i>Aplicabilidad a Sudamérica</i>
Necesidad de interconectar sistemas, principalmente por motivos de fiabilidad y seguridad de abastecimiento.	Creación de UCPTTE y NORDEL, que coordina a generadores mediante recomendaciones técnicas.	<p>El enfoque es distinto. Las interconexiones están asociadas a un intercambio económicamente beneficioso para ambas partes.</p> <p>La armonización técnica se resuelve particularmente en cada interconexión.</p> <p>El mercado marca la velocidad de la integración.</p> <p>No es necesario que la primera organización sea exclusivamente técnica.</p>
Coordinación de sistemas debido al incremento de intercambios internacionales.	<p>Se consolida la cultura de cooperación técnica entre países.</p> <p>UCPTTE y NORDEL asume el cálculo de desvíos de los programas de intercambio.</p>	<p>El ritmo de nuevas interconexiones será muy rápido. La consolidación de la cooperación será más difícil.</p> <p>La cultura de cooperación técnica deberá asumirse rápidamente, conjuntamente con la económica.</p> <p>Se necesitarán los primeros lineamientos regulatorios en los incipientes mercados regionales.</p> <p>Los intercambios internacionales y el uso de las interconexiones deber ser reguladas por algún organismo, y aceptado por todos.</p>

<i>Evolución del Mercado Regional</i>	<i>Reacción Europea</i>	<i>Aplicabilidad a Sudamérica</i>
Alta densidad de infraestructura eléctrica (mallado internacional, nuevas anexionas al sincronismo).	UCPTE asume más protagonismo, emite normas de obligado cumplimiento para anexas nuevos países, capacidad de interconexiones, tránsito por terceros países.	Sudamérica tiene un mayor tamaño geográfico y menor densidad de infraestructura y, por lo tanto, podría solucionarse también con acuerdos técnicos bilaterales. No existen tránsitos por terceros países hasta ahora.
Presión política de la UE, al principio ajena al sector eléctrico, para integrar los mercados eléctricos.	Creación de EURELECTRIC, como organismo de lobby ante la Unión Europea, en defensa de las opiniones de las empresas eléctricas, que en muchos casos prefieren la situación anterior.	Presión política más suave de MERCOSUR, CAN y ALCA. El sector eléctrico privado presiona en la mayoría de los países a favor de la integración. No existe necesidad manifiesta de lobby político. CIER puede asumir las funciones de ser un foro donde poner en común los intereses políticos y económicos.
Primeros instrumentos de integración del mercado como paso previo a la Directiva del Mercado Interior.	Directiva de Tránsito por las grandes Redes. Directiva de Transparencia de Precios. Fomento de Redes Transeuropeas.	Sudamérica puede tener el privilegio de abordar la regulación del mercado regional de una forma más ordenada que en Europa, siempre y cuando problemas puntuales de suministro no supongan una regulación precipitada. Por lo tanto, no es necesaria una fase previa que resuelva aspectos parciales. Todos los aspectos pueden desarrollarse conjuntamente en una regulación regional completa. En paralelo, esta regulación debe ir consensuando los mecanismos para regular el fomento, uso y remuneración de las interconexiones, basándolos en un acceso no discriminatorio.

<i>Evolución del Mercado Regional</i>	<i>Reacción Europea</i>	<i>Aplicabilidad a Sudamérica</i>
<p>Se desverticaliza el sector eléctrico. Aparece el concepto de transportistas y operadores de sistema.</p>	<p>La UCPTTE se transforma en UCTE, desapareciendo los generadores.</p> <p>Los operadores de sistemas se responsabilizan de la fiabilidad y seguridad.</p> <p>En NORDEL se sustituyen a los generadores por los operadores de sistemas.</p>	<p>En la mayoría de los sistemas eléctricos sudamericanos, las actividades están desverticalizadas.</p> <p>Las entidades responsables de la operación del sistema deben cooperar y armonizar reglamentos y normas técnicas de interconexión que garanticen la fiabilidad y seguridad del sistema interconectado.</p>
<p>Motivado por las Directivas de la UE, se homogeneiza el grado de liberalización de los países. Aparecen problemas de armonización regulatoria</p>	<p>La Unión Europea impulsa la creación del Foro de Florencia (Foro de reguladores) sin poder legislativo y que no logra llegar a los consensos deseados por la UE</p>	<p>Es de suponer que los problemas de armonización regulatoria detallada son similares.</p> <p>Es fundamental que los reguladores regionales tengan poder suficiente para lograr unos lineamientos mínimos para la conformación de los mercados regionales.</p>
<p>El operador de sistema independiente se vuelve una figura clave en la implantación del mercado interior. Hay que regular en detalle el tránsito internacional</p>	<p>La UE impulsa la creación de ETSO, como asociación de organismos de operadores de sistema, para lograr la implantación de la directiva. Además, el ámbito geográfico de UCTE no es válido para la UE</p>	<p>Varios países tienen implantada la figura de operador del sistema, lo que facilita la integración.</p> <p>Además de los aspectos técnicos se deben abordar la regulación de aspectos económicos : peajes, servicios auxiliares, congestiones, etc.</p>
<p>Se implanta poco a poco el mercado interior europeo de electricidad</p>	<p>Sólo NORDPOOL regionaliza una bolsa de intercambios.</p> <p>El resto de Europa se basa en acuerdos bilaterales a nivel internacional y/o intercambios nacionales</p>	<p>Sudamérica puede optar por ambos sistemas : bolsas regionales de intercambio y/o acuerdos bilaterales</p>

<i>Evolución del Mercado Regional</i>	<i>Reacción Europea</i>	<i>Aplicabilidad a Sudamérica</i>
<p>La UE, ahora con el acuerdo del sector eléctrico, intenta ir más rápido en la implantación del mercado interior.</p>	<p>Borrador de nueva Directiva. Se potencia un Grupo de Reguladores de apoyo y consejo a la UE, que se erige como regulador regional en detalle</p> <p>Decae el Foro de Florencia</p>	<p>Cuanto más rápido quiera establecerse un mercado regional, y por lo tanto su regulación, más poder debe tener el Regulador Regional.</p>

Como se puede concluir de la tabla anterior, la implementación de los mercados regionales de electricidad es una tarea compleja, con múltiples interrelaciones.

En conclusión, y como punto de partida para un adecuado diseño de los organismos de coordinación, las principales singularidades que presenta el mercado sudamericano a la hora de implantar un mercado regional son:

- Deseo de los agentes privados del sector de integrar sus mercados
- Eficiencias económicas claras tras la integración de mercados
- Gran heterogeneidad en el grado de desarrollo de la liberalización del sector eléctrico de los países, apareciendo diferencias significativas en sus regulaciones
- Diferencias significativas en cuanto a desarrollo del mercado regional en el Norte y en el Sur de Sudamérica.
- Diversidad en el impacto que tiene el sector eléctrico en la economía de cada país
- Diferencias culturales en el campo de la cooperación del sector eléctrico, que implican visiones distintas sobre la integración de mercados
- Escasez de interconexiones internacionales. Escasa experiencia de coordinación técnica de mercados
- Los propietarios de las interconexiones y redes de transporte pueden ejercer su posición de dominio en su uso. Necesidad de separar la transmisión y la operación de los sistemas eléctricos de las otras actividades eléctricas : generación y distribución – comercialización.

4. EL LIDERAZGO DEL PROCESO DE INTEGRACIÓN EN SUDAMÉRICA

El colectivo mejor posicionado para asumir el liderazgo del proceso de integración eléctrica es el colectivo de Entes Reguladores. Su comprensión del negocio eléctrico, su cercanía a los gobiernos, a los centros de decisión y a las empresas, su convencimiento de defensa de la competencia y transparencia, su poder de convocatoria, etc, les sitúa en una posición comparativamente mejor que el resto de colectivos.

Ello no implica que el resto de agentes (gobiernos, empresas eléctricas, consumidores, etc) deban adoptar actitudes pasivas ante la integración. Todos ellos deben llegar al convencimiento que el futuro del sector eléctrico sudamericano pasa por la integración regional de los mercados, y, cada uno en su ámbito de actuación, debe apoyar y contribuir a su implementación.

Adicionalmente a este liderazgo de los Organismos Reguladores, se necesita dotar de suficiente poder a los organismos de coordinación regional. El mercado regional debe estar basado en una serie de normas, aceptadas por todos, pero con los mecanismos suficientes de seguimiento, control y sanción por incumplimiento.

5. DISEÑO DE LA ESTRUCTURA DE LOS ORGANISMOS DE COORDINACIÓN.

El diseño final organizativo que se propone, contempla 3 organismos :

- Organismo Regulador Regional (ORR)
- Operador del Sistema Regional (OSR)
- Administrador del Mercado Regional (AMR)

Tanto el Operador del Sistema Regional como el Administrador del Mercado Regional deben quedar supeditados a las decisiones del Organismo Regulador Regional, que es realmente quien establece los lineamientos principales de la integración del mercado, instruyendo a los otros dos organismos.

El AMR y el OSR deberán acordar y emitir diversas recomendaciones, reglas o regulaciones detalladas en su ámbito de actuación. La coherencia de toda la regulación debe ser garantizada por el ORR.

La estructura de organismos presentada está referenciada a una situación ideal de plena integración del mercado regional. Sin embargo, esta situación deber ser alcanzada mediante una implementación escalonada en fases para cada uno de los organismos.

En la tabla de la página siguiente se esquematiza cada una de las fases de evolución del mercado y su correspondiente fase en el desarrollo de los organismos de coordinación, todo ello separado en los dos mercados subregionales, MERCOSUR y ZONA ANDINA.

FASES DE INTEGRACIÓN TÉCNICO Y COMERCIAL DEL MERCADO	FASES DE INTEGRACIÓN POLITICA DEL MERCADO	DESARROLLO INSTITUCIONAL PROPUESTO	
		AREA MERCOSUR	AREA ANDINA
Optimización de interconexiones existentes Criterios generales de seguridad y calidad Fomento del aumento de interconexiones en número y calidad	Fase A Preparación del proceso de Integración	Estudios para el Diseño General del MER	
		Acuerdo MERCOSUR de Integración Regional	Ajuste preliminar de esquemas regulatorios Acuerdos bilaterales Optimización de Mercado de Intercambios
			Acuerdo ANDINO de Integración Regional

<p>Desarrollo de nuevas interconexiones</p> <p>Intercambios de largo plazo</p> <p>Acceso a la capacidad remanente de interconexiones</p> <p>Definición de la Red de Transmisión Regional</p>	<p>Fase B-1</p> <p>Implementación institucional del MER</p>	<p>Optimización de acuerdos firmes</p> <p>Comisión Ejecutiva para la Creación del Organismo Regulador Regional</p> <hr/> <table border="1" data-bbox="794 371 1484 613"> <tr> <td data-bbox="794 371 1145 613"> <p>Comisiones Ejecutivas para la creación de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • OSR • AMR </td> <td data-bbox="1152 371 1484 613"> <p>Los países del área andina se adherirían sucesivamente a las Comisiones Ejecutivas.</p> </td> </tr> </table>	<p>Comisiones Ejecutivas para la creación de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • OSR • AMR 	<p>Los países del área andina se adherirían sucesivamente a las Comisiones Ejecutivas.</p>
<p>Comisiones Ejecutivas para la creación de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • OSR • AMR 	<p>Los países del área andina se adherirían sucesivamente a las Comisiones Ejecutivas.</p>			
<p>Definición y diseño de criterios para el despacho técnico y económico coordinado</p> <p>Intercambios internacionales en mercado spot</p> <p>Libre acceso a interconexiones</p> <p>Armonización criterios remuneración y tarificación de la transmisión</p>	<p>Fase B-2</p> <p>Armonización regulatoria del MER</p>	<p>ORGANISMO REGULADOR SUDAMERICANO(ORS)</p> <p>Acuerdos multilaterales</p> <p>Preparación Unificación de Acuerdos de Integración MERCOSUR _ AREA ANDINA</p> <hr/> <table border="1" data-bbox="794 927 1484 1137"> <tr> <td data-bbox="794 927 1145 1137"> <p>Operador Sistema MERCOSUR</p> <p>Adm. Mercado MERCOSUR</p> </td> <td data-bbox="1152 927 1484 1137"> <p>Operador Sistema ANDINO</p> <p>Adm. Mercado ANDINO</p> </td> </tr> </table>	<p>Operador Sistema MERCOSUR</p> <p>Adm. Mercado MERCOSUR</p>	<p>Operador Sistema ANDINO</p> <p>Adm. Mercado ANDINO</p>
<p>Operador Sistema MERCOSUR</p> <p>Adm. Mercado MERCOSUR</p>	<p>Operador Sistema ANDINO</p> <p>Adm. Mercado ANDINO</p>			
<p>Mercado regional totalmente integrado.</p> <p>Bolsa única</p>	<p>Fase B-3</p> <p>Consolidación del MER</p>	<p>ACUERDO DE INTEGRACIÓN REGIONAL SUDAMERICANO</p> <p>Organismo Regulador SUDAMERICANO (ORR)</p> <p>Operador del Sistema SUDAMERICANO (OSR)</p> <p>Administrador del Mercado SUDAMERICANO (AMR)</p>		

6. LAS COMISIONES EJECUTIVAS PARA LA CREACIÓN DE LOS ORGANISMOS

Tal como ha quedado presentado en la tabla anterior, se formarán tres Comisiones Ejecutivas, cuyo principal objetivo será el de dejar implementados los organismos definitivos, junto con la definición de reglas del mercado regional.

La Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador Regional estará compuesta por los siguientes Grupos de Trabajo :

- Grupo de Trabajo de Coordinación Regulatoria
- Grupo de Trabajo de Operación
- Grupo de Trabajo de Mercado
- Grupo de Trabajo de Armonización MERCOSUR y ZONA ANDINA
- Grupo de Trabajo Jurídico

La Comisión Ejecutiva del Operador del Sistema Regional estará compuesta por los siguientes Grupos de Trabajo :

- Grupo de Trabajo de Definición del Sistema de Transmisión Regional
- Grupo de Trabajo de Remuneración del Transmisión.
- Grupo de Trabajo de Operación

La Comisión Ejecutiva del Administrador del Mercado Regional estará compuesta por los siguientes Grupos de Trabajo :

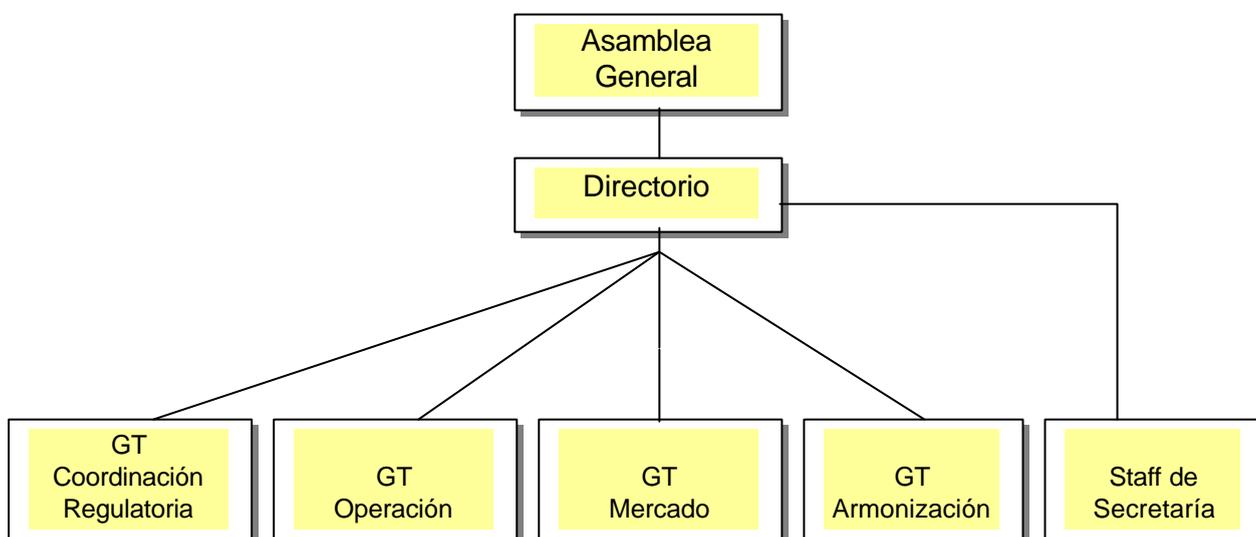
- Grupo de Trabajo de Normas de Administración del Mercado
- Grupo de Trabajo Jurídico de creación de la Sociedad del AMR

7. EL ORGANISMO REGULADOR REGIONAL

El ORR estará formado por representantes de los Organismos Reguladores nacionales. Estos representantes servirán de canal de comunicación y aprobación de las normas que se deseen implantar a nivel regional y su trasposición a la normativa nacional, buscando en todo momento la correcta armonización regulatoria entre los países.

La estructura del ORR será :

Organismo Regulador Regional



Los Grupos de Trabajo del ORR serán :

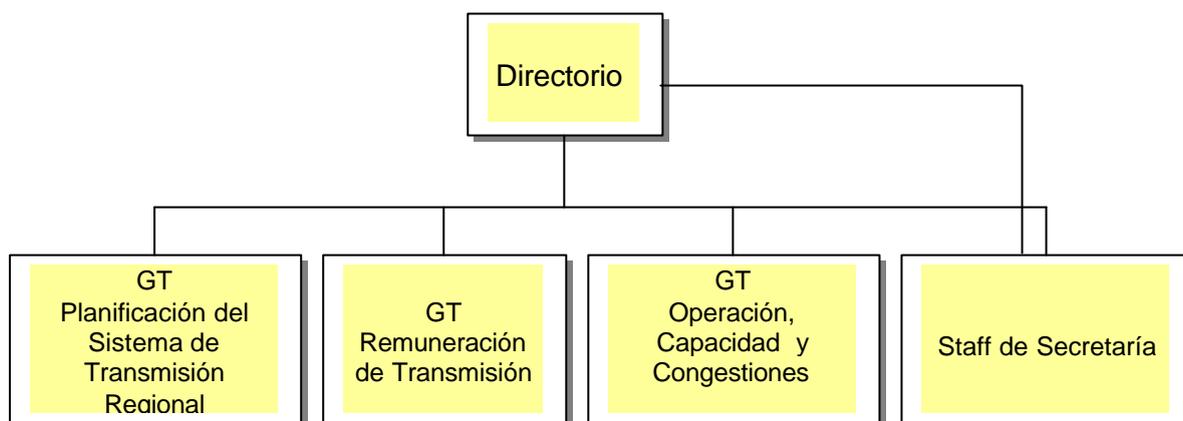
- Coordinación Regulatoria
- Operación
- Mercado
- Armonización submercados

8. EL OPERADOR DEL SISTEMA REGIONAL

Los Operadores del Sistema Regional tienen como principales objetivos el coordinar eficientemente a los operadores nacionales y coordinar la futura expansión del Sistema de Transmisión Regional.

La estructura del Operador del Sistema Regional será :

Operador del Sistema Regional



Los Grupos de Trabajo que conformarán el OSR son :

- Planificación del Sistema de Transmisión Regional
- Remuneración del Trasmisión
- Operación, capacidad y congestiones

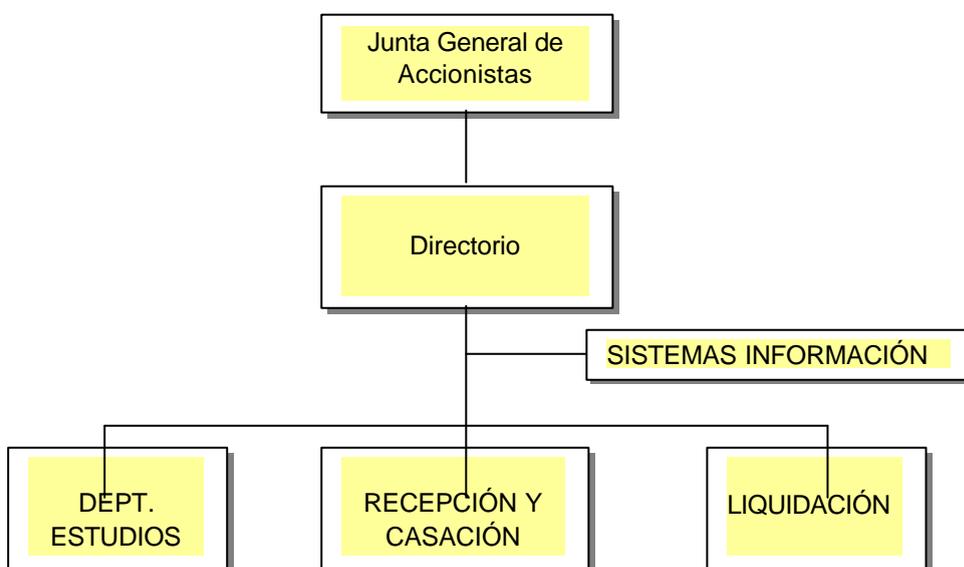
9. EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO REGIONAL

El principal objetivo del AMR es gestionar y coordinar eficientemente los intercambios de energía eléctrica entre los países integrantes, de acuerdo con el diseño del mercado que se haya decidido.

La forma legal del AMR puede tomar dos alternativas. La primera consiste en una asociación sin fines de lucro, análogas al ORR y al OSR. La segunda consiste en constituirse como sociedad anónima, buscando una rentabilidad razonable, mediante pequeños porcentajes de cada transacción internacional que se realice en el mercado regional. De esta manera, además de obtener una financiación para las instituciones que gestionan el mercado regional, los agentes que se benefician de la existencia de este mercado son quienes contribuyen a sufragar los gastos generados.

La estructura del AMR será :

Administrador del Mercado Regional



10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En nuestra opinión, el éxito del establecimiento de un mercado regional en Sudamérica, así como el éxito del funcionamiento de los organismos, dependerá principalmente de los siguientes elementos claves:

⇒ **Entorno político e institucional**

- Convencimiento de todos los agentes involucrados de la necesidad de alcanzar un mercado regional transparente y competitivo.
- Apoyo político directo que debe plasmarse en Acuerdos Regionales de Integración, firmados al más alto nivel posible.
- Liderazgo asumido por los Reguladores nacionales y con el apoyo del resto de agentes del sector .

⇒ **Diseño del mercado**

- Diseño de un mercado regional transparente, competitivo, con reglas claras y aceptadas por todos.
- Diseño convergente de los mercados regionales de MERCOSUR y PACTO ANDINO

⇒ **Organismos**

- Organismo Regulador Regional con poder suficiente para emitir normativa y sancionar su incumplimiento
- Los Operadores Regionales del Sistema y los Administradores del Mercado Regional deben estar supeditados al Organismo Regulador Regional.
- Trasposición clara de la normativa regional a las normativas nacionales
- Organismos ágiles y flexibles que sean capaces de adaptarse a la evolución de los mercados y de las tecnologías.
- Los representantes de los países en los Organismos deben tener suficiente calidad técnica y capacidad de decisión para no bloquear el trabajo
- Especial atención a la financiación o autofinanciación del los Organismos, que permita dotarles de los medios técnicos y humanos suficientes



1. INTRODUCCIÓN

Los sectores eléctricos, además de desarrollar su función primordial de abastecer de un producto a unos consumidores, inciden de forma significativa en la evolución social y económica del país.

Vistas las evoluciones de los sectores eléctricos en distintas zonas del mundo, se puede afirmar que en todos ellos se sigue una transformación basada en la integración del mercado. Cada paso de integración supone un incremento de la fiabilidad, seguridad y calidad del suministro, a la vez que un descenso en el precio final de la electricidad.

Esta integración comienza en el ámbito local mediante la conexión de nudos de generación y de suministro, primero entre instalaciones de una misma empresa y posteriormente entre instalaciones de distintas empresas, pero siempre en un ámbito nacional.

A nivel nacional, se puede considerar un desarrollo maduro de la integración cuando todos los consumos significativos del país están conectados a una red eléctrica, que podría denominarse troncal.

Esta integración nacional, aunque puede presentar obstáculos de diversa índole, tiene la ventaja de realizarse en un mismo marco regulatorio para todos los agentes que intervienen en el sector. Aún más, al ser la electricidad un producto típicamente utilizado por los gobiernos como instrumento de política económica y desarrollo industrial, los propios gobiernos han sido, en la mayoría de los casos, los impulsores de la integración eléctrica.

Este intervencionismo de los gobiernos en los sectores eléctricos, con poderes de legislar y regular la integración, es el factor determinante del éxito de la integración. Sin este poder legislativo, es muy probable que los intereses y posiciones de dominio, en mercados cautivos, de algunas empresas hubieran frenado esta integración nacional.

El siguiente nivel de integración se consigue mediante la realización de interconexiones internacionales que permitan acceder a mercados extranjeros. Los motivos de esta integración son tanto de índole técnico (seguridad y fiabilidad) como económico (disminución capacidad reserva, contratos de compra venta). Esta fase requiere una cierta armonización técnica y regulatoria, armonización que se solventa adecuadamente mediante acuerdos bilaterales entre

los dos países afectados. Solamente el uso por terceros de estas interconexiones puntuales puede plantear discrepancias en el aspecto regulatorio.

El último nivel de integración corresponde a la integración regional, entendida como la integración de mercados eléctricos de varios países en un mismo entorno técnico, económico y regulatorio.

En este nivel, los problemas se agudizan por motivos de tamaño geográfico, multiplicidad de agentes intervinientes, intereses nacionales contrapuestos y fundamentalmente, regulaciones nacionales diferentes que pueden suponer falta de reciprocidad en los accesos al mercado o posiciones de dominio de algunos de los agentes.

Las experiencias de mercados regionales demuestran que el principal problema de integración de mercados es precisamente el de armonización y transparencia regulatoria.

Tanto por los motivos mencionados de armonización regulatoria, como por motivos de armonización técnica de operación de sistemas eléctricos y por coordinación económica de funcionamiento de los mercados, la correcta gestión de los mercados regionales de electricidad necesitan, además de una clara voluntad política de los gobiernos involucrados, de organismos de coordinación supranacionales, con poder suficiente sobre los agentes que intervienen en las transacciones internacionales de electricidad.

Este informe trata de presentar una aproximación y una serie de recomendaciones de cómo plasmar, en el caso Sudamericano, la implementación de organismos de coordinación de la integración del mercado regional de electricidad.

Las recomendaciones aquí expuestas, se derivan tanto de la realidad sudamericana como de las experiencias habidas en Europa en la integración regional, únicas en el mundo.

No existen fórmulas mágicas ni únicas para la integración. Así, en muchos casos, la propia evolución del desarrollo de la integración será la que marque el desarrollo de los organismos de coordinación. No hay que olvidar que estos procesos pueden durar muchos años, y la flexibilidad en el enfoque de su gestión también es un elemento importante del éxito.



2. CONTENIDO DEL INFORME

En el **Capítulo 3** se presentan y describen los Organismos de Coordinación europeos UCTE, NORDEL y ETSO, con el objetivo de tener una visión lo suficientemente detallada de cuál es el funcionamiento de estos organismos en cuanto al manejo del mercado regional europeo

En el **Capítulo 4**, se presenta en detalle la realidad sudamericana, así como las conclusiones del Proyecto CIER 03 “Interconexiones regionales de mercados eléctricos en Sudamérica. Propuesta para facilitar el incremento de los intercambios energéticos en la región”. Este proyecto define el futuro mercado regional sudamericano y sirve como punto de partida para este informe.

El **Capítulo 5** hace un análisis de la aplicabilidad y viabilidad en Sudamérica de las experiencias europeas en la integración del mercado. El Capítulo comienza con una breve descripción de los instrumentos europeos de integración de mercado y de la situación y problemática actual de su desarrollo. A continuación, se analiza cómo ha sido la influencia mutua entre estos instrumentos y los Organismos de Coordinación, para finalmente analizar en detalle cuáles de estas experiencias y actuaciones europeas son aplicables en Sudamérica.

El **Capítulo 6** describe el planteamiento estratégico de los Organismos propuestos. Se presentan una serie de premisas necesarias para una correcta implementación de un mercado regional, analizando igualmente cómo debe asumirse el liderazgo de este proceso en Sudamérica. Finalmente, se argumenta la necesidad de los organismos y de su evolución por fases en correlación con el desarrollo de la integración del mercado. Todo ello se analiza separando las dos zonas geográficas MERCOSUR y PACTO ANDINO.

El **Capítulo 7** describe en detalle los Organismos de preparación de los Organismos definitivos, denominados Comisiones Ejecutivas. Se incluye las propuestas de objetivos, miembros, estructura, funciones, etc

El **Capítulo 8** describe en detalle la propuesta de los Organismos definitivos y, análogamente se incluyen objetivos, miembros, estructura, funciones, recursos, grupos de trabajo, órganos de dirección, etc.

El **Capítulo 9** presenta una propuesta de financiación de los Organismos de Coordinación, aspecto de gran incidencia en el correcto funcionamiento de los mismos.

Finalmente, en el **Capítulo 10** se presentan las recomendaciones y conclusiones de este Informe.

En el **Anexo 1** se incluye de forma mucho más detallada los instrumentos que ha utilizado la Unión Europea para la integración de su mercado eléctrico, los cuales se han descrito de forma breve en el Capítulo 5.

En el **Anexo 2** se incluye información sobre el mercado eléctrico nórdico y, en concreto sobre NordPool.



3. EVOLUCIÓN DE LAS ORGANIZACIONES UCPTTE, NORDEL Y ETSO

En este Capítulo se hace una revisión comparativa de las organizaciones que a lo largo de la historia se han establecido en Europa para, en alguna medida, gestionar las redes interconectadas y los mercados de intercambios de electricidad.

Estos organismos principalmente son UCPTE (y su posterior denominación UCTE), NORDEL y ETSO.

UCPTE es un organismo de coordinación fundamentalmente técnica a la que se han ido incorporando sucesivamente desde 1951 las redes de los distintos países europeos, a medida que se sincronizaban

Análogamente NORDEL, creada en 1963, ha incorporado la coordinación de los sistemas eléctricos de los países nórdicos.

Por su parte, ETSO se ha configurado recientemente como asociación de operadores de sistemas eléctricos, pero con una visión más regulatoria que técnica, pues no comparten todos ellos el sincronismo.

3.1 Historia y desarrollo hasta la situación actual

UCPTE

Bajo la iniciativa de la Organización Europea de Cooperación Económica (OECE), los representantes de la explotación eléctrica de 8 países europeos crearon, el 23 de mayo de 1951, la Unión para la Coordinación de la Producción y del Transporte de Electricidad, con objeto de asegurar el suministro eléctrico de los países miembros en condiciones económicas óptimas. Se trataba, además, de buscar las disposiciones de explotación conducentes a una producción y transporte optimizados que permitieran evitar que el agua no fuera utilizada plenamente en las centrales hidroeléctricas.

Los países miembros fundadores de la UCPTE fueron Bélgica, Alemania, Francia, Italia, Luxemburgo, Holanda, Austria y Suiza.

Hasta 1955 la UCTE estaba dividida en 5 regiones asíncronas. Alemania, Austria, Holanda, Luxemburgo y Bélgica formaban un primer sistema eléctrico internacional funcionando en paralelo. Francia, una parte de Suiza y una parte del Norte de Italia constituían un segundo sistema eléctrico. Estos dos sistemas se unieron eléctricamente en 1958.

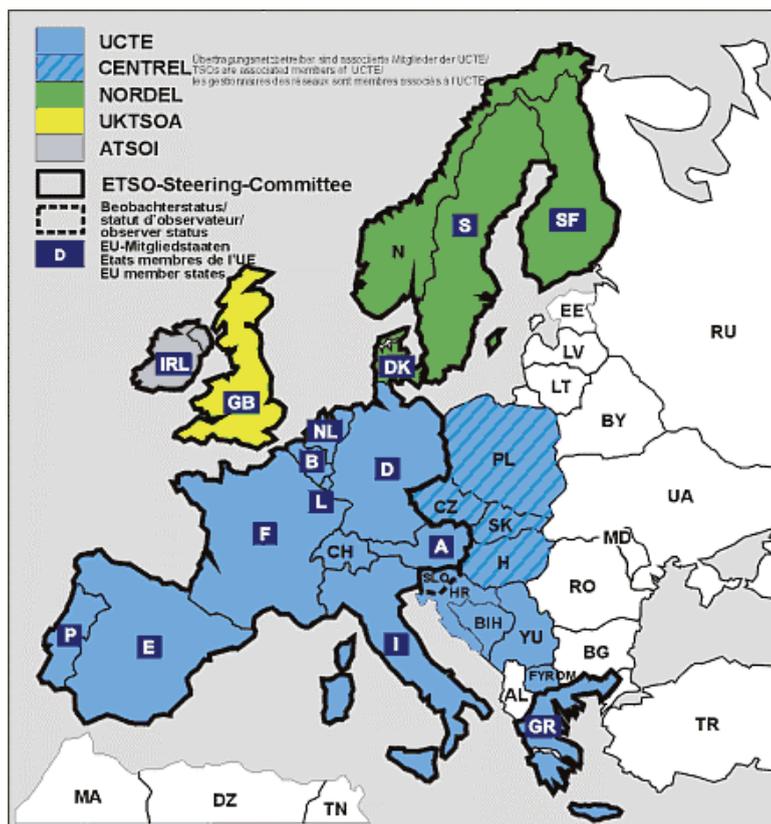
Con la creación de "Unión Franco-Ibérica para la producción y el Transporte de la Electricidad", en la que se agrupaban Francia, España y Portugal, y con la creación de la SUDEL que incluía Austria, Italia, Yugoslavia y más tarde Grecia, se amplió desde los años 1962/63 la zona de acción de la UCTE.

Con una potencia eléctrica total de 400 millones de kilovatios, la UCTE constituye hoy el sistema interconectado de mayor potencia del mundo. Desde las costas del Mar del Norte hasta Sicilia, desde Portugal hasta Grecia, 350 millones de personas reciben la energía eléctrica de la red de la UCTE. Y la reciben con una calidad y seguridad inigualadas. En el curso de los 40 años transcurridos, los objetivos del sistema eléctrico interconectado han ido evolucionando considerablemente.

Al principio se trataba, esencialmente, de ajustar la producción al consumo, de poner a disposición del conjunto unas modestas reservas, y de utilizar adecuadamente las energías primarias. Se trata en el momento presente de mucho más: la ayuda mutua en situaciones perturbadas, el mantenimiento del equilibrio con variaciones imprevistas de la demanda, los intercambios de energía, principalmente en el corto plazo, para consolidar el óptimo económico de la producción, etc.

Como asociación internacional de todos los agentes que son responsables en los países miembros de la explotación interconectada, la UCTE tiene capacidad para adaptarse eficazmente a las nuevas necesidades a medida que van apareciendo. La competencia y la implicación directa de sus miembros les faculta para tomar decisiones importantes con rapidez, ya que no existen obstáculos burocráticos o diplomáticos. En esto se fundamentan las ventajas de la UCTE.

A pesar de los diferentes regímenes de propiedad de las sociedades miembros y de sus estructuras heterogéneas, la UCTE se encaminó rápidamente hacia una explotación concertada con objeto de lograr el funcionamiento óptimo de la red eléctrica europea. Esto ha sido posible gracias a la aceptación de algunos conceptos compartidos: consideración de los intereses individuales, cooperación basada en la sinceridad, esfuerzos para conseguir una profunda comprensión mutua.



NORDEL

En los países nórdicos, la construcción de redes para suministrar energía eléctrica comenzó a principios de este siglo. Los suministradores eran, en principio, empresas eléctricas pequeñas que se fusionaron posteriormente para crear otras regionales de mayor envergadura. Gradualmente, los sistemas crecieron hasta el punto de que en cada país nórdico las distintas redes eléctricas se conectaron mediante enlaces normales de alta tensión.

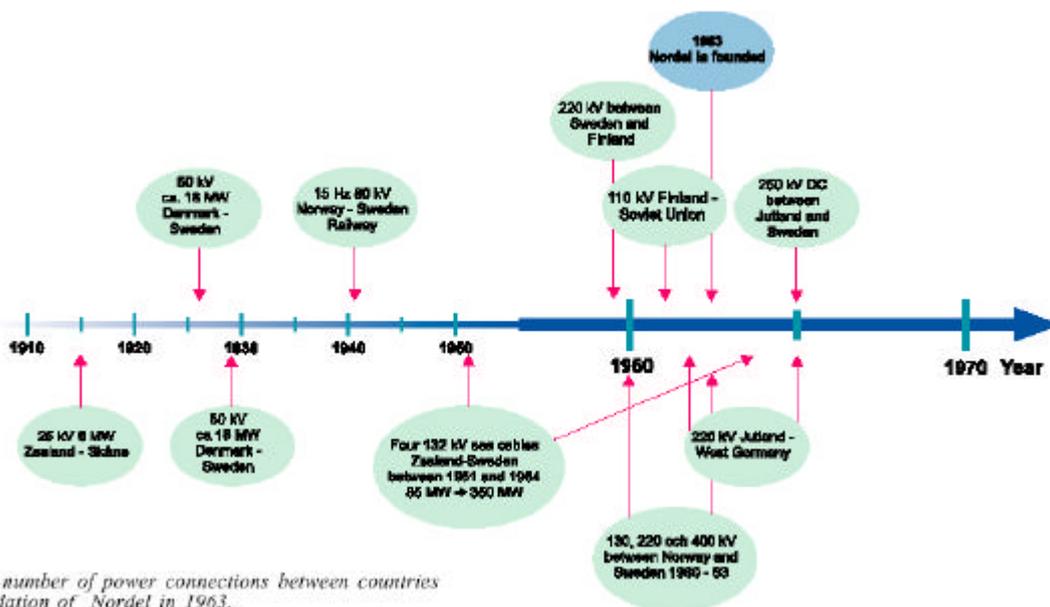
En los países nórdicos el suministro de energía eléctrica ha utilizado siempre distintos recursos para generar energía. En Noruega, igual que en Suecia, la hidroeléctrica ha sido la fuente principal de energía. En cambio, Finlandia ha combinado la energía hidroeléctrica con la térmica, y Dinamarca ha utilizado exclusivamente la térmica. Desde los primeros momentos, los países nórdicos comprendieron las grandes ventajas que podían aportar tanto la cooperación como la explotación de fuentes de energía que en cada país ofrecieran más ventajas en su momento. Por otra parte, la cooperación aumentaba la seguridad y la fiabilidad del suministro eléctrico. Esto era, y es todavía, muy importante ya que la capacidad de producción de las centrales hidráulicas en Suecia y Noruega pueden variar considerablemente de año en año debido a las diferencias de precipitaciones.

Muy pronto se introdujeron los planes para la interconexión de los países nórdicos y, de hecho, el cable tendido en 1915, entre Zelandia, en Dinamarca, y Skåne, en el sur de Suecia, fue realmente la primera conexión eléctrica.

El desarrollo gradual de los enlaces eléctricos entre los países originó mayores contactos entre las empresas eléctricas nórdicas. Este desarrollo se aceleró alrededor de 1960 cuando entraron en operación muchas nuevas líneas de alta tensión. Para aumentar cada vez más los contactos y aprovechar la cooperación, los países establecieron, en 1961, cuatro comités distintos de cooperación encargados de las siguientes cuestiones técnicas:

- Estadísticas sobre perturbaciones durante la explotación y suministro de energía eléctrica
- Terminología sobre la explotación del sistema
- Estudios de pérdidas por el efecto corona
- Interferencias radioeléctricas.

Los Comités prepararon informes y recomendaciones que, a partir de ese momento, constituyeron una de las herramientas más importantes de NORDEL para el desarrollo de la cooperación, entre los países, dentro del sector eléctrico. A su vez, los Comités prepararon la creación de NORDEL, en 1963, en la que participan los representantes de las empresas eléctricas nórdicas más importantes. Aunque no hay enlaces eléctricos entre Islandia y los restantes cuatro países nórdicos, este país pertenece también a Nordel.

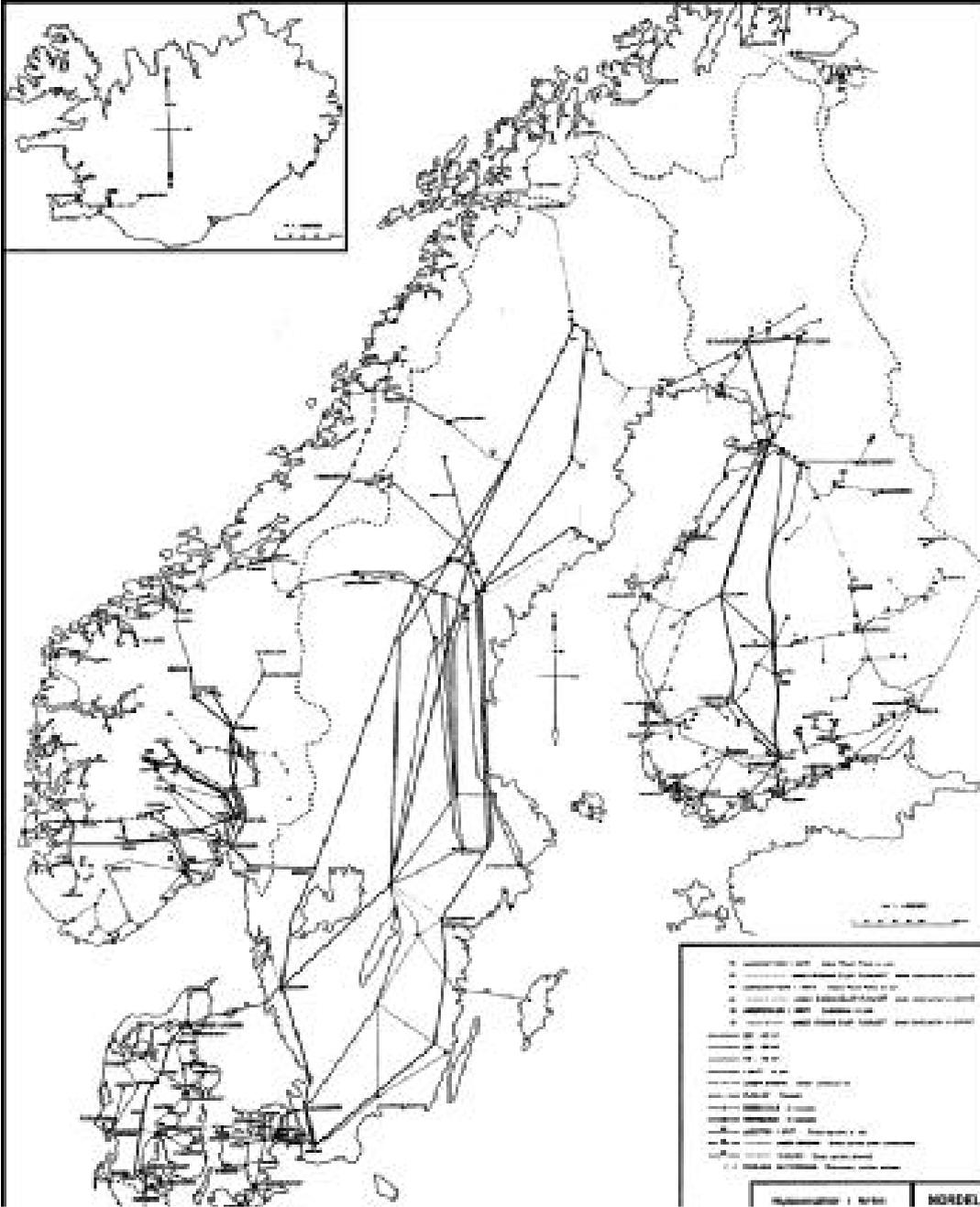


The increasing number of power connections between countries led to the foundation of Nordel in 1963.

- **El desarrollo de las interconexiones eléctricas entre los países de Nordel**

Una precondition importante para la creación y el desarrollo de NORDEL fue el buen funcionamiento de la red de transporte nórdica y el desarrollo de las interconexiones entre los países nórdicos, como se muestra en el gráfico que está a continuación. Uno de los primeros cambios que produjo NORDEL fue contribuir a la creación de un sistema eléctrico uniforme. Las recomendaciones e informes emitidos por NORDEL han jugado un papel importante en este desarrollo. Basadas en el trabajo de NORDEL, las decisiones de expansión de la red de transporte se tomaron bilateral o multilateralmente entre las empresas afectadas.

Desde el inicio de NORDEL, en 1963, el número de interconexiones eléctricas entre los países nórdicos ha aumentado constantemente y hoy existe una mezcla de interconexiones en alterna y continua con un total de capacidad de más de una décima parte de la capacidad de producción. En 1996 el transporte de electricidad entre los países de NORDEL alcanzó los 30 TWh lo cual supone alrededor del 8% del consumo combinado de esas áreas. Todavía hay necesidad de más capacidad de interconexión y se deberían construir nuevas líneas de transporte para solucionar algunos cuellos de botella.



Sistema Nórdico de Transporte en 1963

Conviene destacar que desde los primeros momentos tres aspectos importantes han caracterizado las actividades de NORDEL:

- La voluntad compartida para buscar soluciones que permitan aprovechar las ventajas técnicas, ambientales y económicas derivadas de un sistema eficaz y compartido.
- La aplicación del principio del consenso, tanto para formular recomendaciones como para adoptar otras decisiones.
- La implantación de una organización sin burocracia

Los miembros de NORDEL han sido personalidades destacadas de las empresas eléctricas de cada país que nombra dos representantes: los miembros ocupan por rotación cada tres años la presidencia de la organización. Recae sobre el país que ostenta la presidencia la responsabilidad de suministrar los servicios de secretaría y sufragar los gastos correspondientes de NORDEL de modo que la organización pueda funcionar sin presupuesto. Los países miembros suministran personal, y cada miembro sufraga los gastos de viaje y otros gastos afines de dicho personal.

Aunque el organigrama detallado de NORDEL ha cambiado con el paso de los años, la mayor parte del tiempo ha incluido un Directorio y tres comités que realizan gran parte del trabajo específico de NORDEL. La Asamblea Anual ha sido y continua siendo el órgano rector máximo para adoptar decisiones.

Además de las recomendaciones, NORDEL ha publicado informes y estudios sobre el sistema eléctrico nórdico. La memoria anual incluye estadísticas completas sobre generación y consumo en el área de NORDEL.

Las recomendaciones que se desarrollan cuidadosamente en los Comités y Grupos de Trabajo de NORDEL no son oficialmente vinculantes, pero dado que su aprobación exige la unanimidad de los miembros, normalmente, todos los participantes las cumplen. Estas recomendaciones también sirven como base para cualquier regulación formal que se pueda exigir a los países miembros.

Noruega inició en 1991 la implantación de la libertad de competencia en el sector eléctrico al permitir la competencia, tanto en generación como en comercialización, de la energía eléctrica en Noruega y separar estas actividades del monopolio natural, todavía regulado, de la red. Noruega y Suecia fundaron en 1996 Nord Pool como primer mercado regional, de la cual son miembros. Es la primera vez a escala mundial que se ha creado una mancomunidad o "pool" internacional para compartir e intercambiar recursos eléctricos.

La cooperación entre los países nórdicos ha cambiado a la par que el mercado y en consecuencia entre 1998 y 2000 se modificaron los Estatutos de NORDEL para adaptarlos mejor a la estructura existente, puesto que las empresas eléctricas han separado la operación de las redes del resto de sus actividades.

La enmienda principal que afecta a los principios fundamentales de los Estatutos otorga a las operadoras del sistema una situación especial en la asociación, dada la necesidad de una cooperación más estrecha entre las partes responsables de la red.

Se acepta además que la diferencia entre las operadoras del sistema y los participantes en el mercado aporten una dimensión nueva a la cooperación dentro del sector eléctrico. El capítulo 3.2. proporciona más información sobre este aspecto. El Anexo “From Power Monopoly to competition: Nordel is ready for new tasks” proporciona una descripción más completa de la historia y desarrollo de NORDEL.

ETSO

El día 1 de julio de 1999 se creó en Frankfurt la Asociación de Operadores de Sistemas Eléctricos Europeos, ETSO, en la que participan los operadores de todos los países de la Comunidad Europea.

La ETSO nace como una asociación independiente, sin personalidad legal, con la intención de constituirse como una Agrupación Europea de Interés Económico de Operadores de Sistema. Su objeto es promover el recién establecido mercado interior de la electricidad con el máximo grado de seguridad para los sistemas interconectados.

En su primera etapa, ETSO nace de la asociación de organizaciones existentes: UCTE en el sistema continental de Portugal a Polonia, NORDEL en Europa del Norte, UKTSOA en Gran Bretaña y ATSOI en las dos Irlandas. Estas cuatro organizaciones representan a 35 operadores de sistemas de la Unión Europea más Noruega y Suiza, responsables de la seguridad de sistemas que abastecen una demanda anual de más de 2.700 TWh suministrando alrededor de 350 millones de clientes. Los Miembros de la Asociación son los presidentes de las organizaciones mencionadas anteriormente.

En esta etapa, dada la urgencia de acometer una serie de tareas, la organización comienza su andadura definiendo grupos de trabajo que abordan temas diversos:

- TF “Further development of ETSO”, cuyo objetivo es marcar la dirección que debe seguir la organización para que sus miembros sean los gestores de las redes de transporte (OS).
- TF “Cross-border Exchanges”
- TF “Consultation Process”
- TF “Confidentiality Rules”

Con posterioridad se definen:

- TF “Environmental Issues and Renewables”
- TF “Operational Activities and Data Exchanges”
- TF “Benchmarking”

En esta etapa la organización carece de presupuesto y de sede oficial. Su lengua oficial es el inglés. Se establece una primera versión de “Artículos de la Asociación” que regula los aspectos formales de constitución, organización y administración, así como las relaciones externas.

Entre sus objetivos de mayor urgencia, con independencia de los inherentes al desarrollo de la propia organización, merece citarse la elaboración y presentación de una propuesta de sistema tarifario europeo para los transportes transfronterizos de electricidad.

En una segunda etapa, en la que estamos inmersos, ETSO debe evolucionar a ser una asociación de los operadores de los respectivos sistemas. Se articula el establecimiento de una oficina registrada en Bruselas, así como de un presupuesto.

Actualmente se está elaborando una revisión de los “Artículos de la Asociación” al mismo tiempo que se desarrolla el documento “Internal Regulations”. Este último tiene como objetivo definir los procedimientos prácticos y técnicos que deben gobernar las actuaciones de la Asociación.

Además de los Miembros fundadores existentes pueden incorporarse otros nuevos que cumplan unos requerimientos mínimos. También se establece la figura de “Miembro asociado” sin derecho a voto ni aportación al presupuesto.

3.2 Descripción de las actuales organizaciones

A continuación se expone y analiza la organización actual, para conocer más a fondo cómo UCTE, NORDEL y ETSO han sido estructuradas y ejecutan sus actividades,. El capítulo describe detalladamente el objetivo, estructura, funciones, procedimientos de trabajo, presupuesto, etc., actuales. La inclusión de toda la información sobre estas organizaciones en un capítulo pretende facilitar al lector la comparación entre los distintos aspectos de las organizaciones.

UCTE

La Organización de la UCTE ha sido cambiante desde su creación. Hasta su primera gran remodelación en 1996, la UCTE era una organización de personas sin ánimo de lucro que se unían para trabajar en común. No tenía ni dirección. A partir de 1996 esta organización pasó a ser una organización de empresas con una dirección fija en Luxemburgo, pero sin Secretariado permanente. Para ser miembro de esta asociación era necesario ser empresa socia de la interconexión. Para adaptarse a la directiva europea del Mercado interior, la condición de miembro se cambió en 1999 para ser sólo de gestores de la red, momento en el que se suprimió la P (productores) de UCPTe para pasar a denominarse UCTE.

NORDEL

Aunque la estructura y estatutos de NORDEL no han experimentado, prácticamente, modificaciones durante muchos años, NORDEL ha tenido que modificar sus Estatutos debido a las tendencias liberalizadoras y la transición desde las empresas eléctricas completamente integradas que se subdividen para formar empresas dedicadas a explotar las redes y otras que realizan la generación, suministro y comercialización de la energía. En 1998, NORDEL experimentó el cambio más destacado, aunque fuera solamente un paso más para convertir NORDEL en una organización sin ánimo de lucro formada, exclusivamente, por empresas que explotan el sistema nórdico. Por dicha razón han cambiado también muchos principios fundamentales, aunque continúan vigentes. Los párrafos siguientes describen más detalladamente la estructura y procedimientos de trabajo que utiliza NORDEL, además de los cambios realizados, la situación después de modificar los Estatutos en 1998 y que ocurre actualmente. Los nuevos Estatutos, adoptados en Junio 2000, no han sido aún implantados por completo.

ETSO

La transposición de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo de 19/12/96 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad a la legislación de todos los países de la Unión Europea presentaba en el momento de la creación de ETSO un avanzado estado de desarrollo. Para continuar avanzando en ese proceso surgían ya nuevos requerimientos a los que había que responder.

ETSO asume desde su creación el desarrollo de los principios económicos fundamentales para la gestión del mercado internacional de electricidad y el acceso a las redes en los países de la Unión Europea. Además, ETSO ha mantenido una importante actividad destinada a presentar propuestas al Foro de Reguladores de Florencia que faciliten el desarrollo de un mercado eléctrico interno en la Unión Europea, favoreciendo de este modo el desarrollo de la Directiva.

3.2.1. Objetivos de las Organizaciones

UCTE

La UCTE tiene por objeto:

- Coordinación del funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados de manera síncrona, fundamentalmente para la seguridad de funcionamiento
- Coordinación del funcionamiento de las interfaces con los sistemas eléctricos a ella interconectados con el fin de realizar una buena gestión de las interacciones
- Mejora general de las técnicas aplicadas gracias al intercambio de experiencia entre sus miembros.
- Búsqueda de la interoperabilidad de los sistemas eléctricos, estableciendo las condiciones técnicas y de organización para facilitar los intercambios de energía y la mutua asistencia para el conjunto de las líneas de interconexión actuales y futuras.
- Apertura del acceso, no discriminatoria, a las redes de transporte en los Estados miembros del Mercado interior Europeo de electricidad, conforme a su legislación nacional y a la Directiva 92/92/CE

NORDEL

La creación de NORDEL tiene como objetivo, principalmente, crear y ampliar las condiciones necesarias para el funcionamiento de un mercado eléctrico nórdico, eficaz y armonizado. NORDEL proporciona asesoramiento y recomendaciones para impulsar un sistema eléctrico eficaz en la región nórdica, que tenga en cuenta las condiciones predominantes en cada país.

Además, NORDEL pretende fomentar la cooperación y relaciones públicas internacionales del sistema eléctrico y mercado de la energía eléctrica.

ETSO

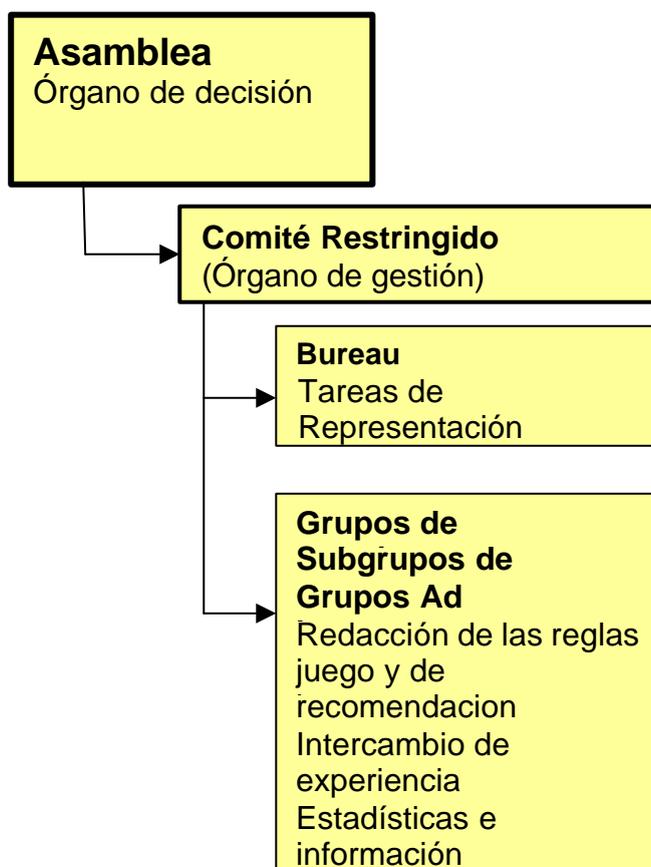
Este organismo es una asociación sin ánimo de lucro que tiene los siguientes objetivos:

- Estudiar y desarrollar los principios dirigidos al desarrollo y armonización de las normas para facilitar el Mercado Interior de la Electricidad (MIE)
- Intercambiar información y cooperar con organismos e instituciones que compartan los mismos objetivos
- Investigar y resolver los aspectos técnicos y regulatorios de interés común para los operadores del sistema de transporte.

3.2.2. Estructura de las Organizaciones

UCTE

La estructura actual de la UCTE se indica en el siguiente organigrama:



En su estructura actual la Asamblea es el órgano de decisión de la UCTE. En ella están representados todos sus miembros y pueden asistir a ella además con voz, pero sin voto, los Miembros asociados, un representante de las administraciones de los países que la forman, así como otros miembros invitados.

La Asamblea está presidida por el Presidente de la UCTE. Entre sus funciones está además la de ser el responsable del Secretariado (tanto de su contratación como de su mantenimiento).

El Comité Restringido es el órgano gestor de la UCTE. Está constituido por un representante por país de sus miembros. Es el responsable de los grupos de trabajo y de la preparación de la documentación que llega a la Asamblea. Está presidido por el Presidente del Comité Restringido (figura diferente de la del Presidente de la UCTE)

Los Grupos de trabajo son básicamente los encargados de la redacción de las reglas de juego y de las recomendaciones de la UCTE, la realización de las estadísticas, y de las comunicaciones de la UCTE. En la actualidad existen dos grupos de trabajo permanentes Explotación de Redes interconectadas y Estadísticas de Explotación, así como un grupo denominado Comité de Redacción. Cada Grupo de trabajo tiene tantos miembros por país como número de votos tenga asignado en la Asamblea (lo que hace que sean excesivamente numerosos). Estos grupos de trabajo pueden crear a su vez subgrupos de trabajo y grupos ad hoc. Actualmente existen dos subgrupos de trabajo permanentes: Interconexión (dedicado a la regulación frecuencia potencia) y Previsión de Flujos de Potencia.

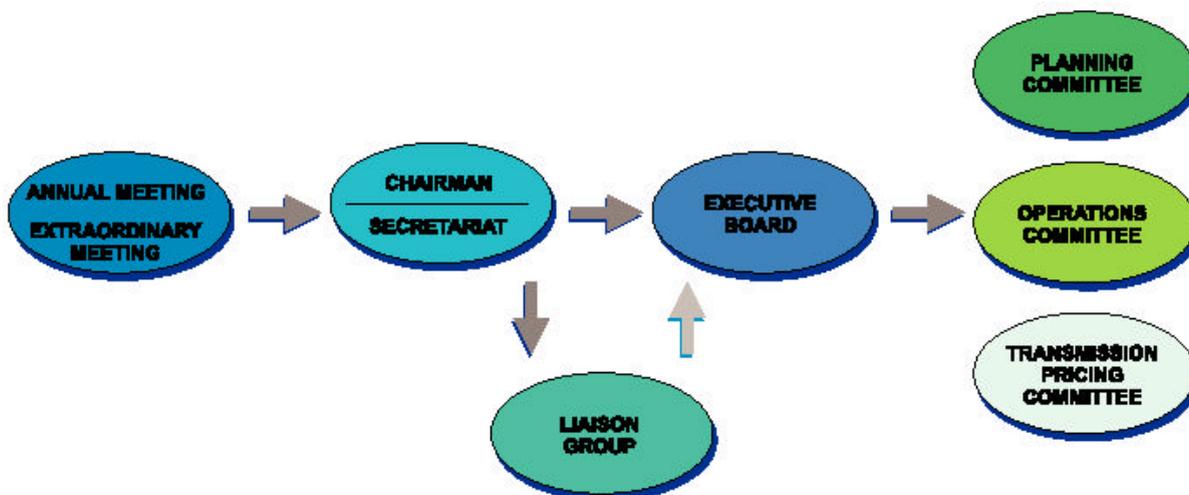
Dentro de la nueva estructura estos grupos modificarán su estructura, se reducirán el número de participantes y se obligará a una nueva revisión de sus funciones cada dos años.

NORDEL

NORDEL es el organismo de cooperación entre las empresas que actúan en el sistema y sirve de foro que pone en contacto los participantes en el mercado y las empresas que explotan el sistema en Dinamarca, Finlandia, Islandia, Noruega y Suecia.

La Figura siguiente muestra la organización de NORDEL, una vez modificados los Estatutos en Agosto de 1998.

Organización de NORDEL una vez modificados los Estatutos en 1998.



La organización resultante después de modificar los Estatutos en Junio 2000 es muy parecida a la anterior.

Según muestra la figura anterior, la organización abarca las partes principales siguientes:

- La Asamblea Anual es el organismo supremo que adopta las decisiones y ha de reunirse en algún momento durante los primeros seis meses del año.
- El Directorio Ejecutivo, después de los cambios introducidos en 1998, se compone de un representante de las empresas que explotan el sistema en cada país y dos representantes de los demás participantes en el mercado. En la actualidad, únicamente los representantes de las empresas que explotan el sistema pueden formar parte del Directorio de NORDEL (y también NORDEL por si mismo). El Directorio de NORDEL incluye sólo un representante de cada país. Los representantes son nominados por los miembros de NORDEL y nombrados en la Asamblea Anual.
- Tanto el Presidente, elegido entre quienes representan las empresas que explotan el sistema en la Asamblea Anual, como el Vice-presidente son miembros del Directorio Ejecutivo (el Directorio de NORDEL).

Según se ha indicado anteriormente, los países participantes ocupan de forma rotativa la presidencia, pero, actualmente, el mandato se ha reducido de tres a dos años.

El Presidente es responsable de establecer una Secretaría en su país con un Secretario.

- Tres comités de NORDEL realizan gran parte del trabajo específico de la organización: el Comité de Planificación, el Comité de Explotación y el Comité que fija los Precios para Transportar Energía, creado en fecha reciente (en 1998).
- El Directorio de NORDEL nombra, además, un Grupo de Enlace, dirigido por la Secretaría de NORDEL y formado por un representante de cada miembro.
- El Foro del Mercado es un componente nuevo de la organización que incluye hasta tres miembros de cada país, que representan a los participantes en su mercado. Además puede incluir un representante de cada país, elegido por las empresas que explotan el sistema. Sin embargo, la dirección del Foro del Mercado corresponde a un miembro del Directorio de NORDEL. El mandato de los participantes dura dos años. El Directorio de NORDEL determina que representantes estarán presentes en el Foro del Mercado de acuerdo a las nominaciones y discusiones que mantendrá con los participantes del mercado en los diversos países.

ETSO

Los órganos de la Asociación son:

- La Asamblea, constituida por los Miembros de la Asociación. Es el órgano supremo decisorio de la Asociación y tiene plenos poderes para lograr la consecución de los objetivos de la Asociación.
- El Comité de Dirección esta compuesto por su Presidente y un representante nacional por país que es designado por los Miembros pertenecientes al mismo. Este representante está autorizado a ejercer los derechos de los Miembros de su país. El Comité se encarga de todos los aspectos regulatorios y de la implementación de las decisiones que tome la Asamblea, excepto en lo relativo a los poderes que se otorguen a otros órganos de la Asociación.

- Los Grupos de Trabajo se crean con el objetivo de estudiar cuestiones específicas y hacer propuestas que se someten al Comité de Dirección y a la Asamblea.
- La Secretaría es responsable de la asistencia y el soporte administrativo a los órganos de la Asociación.

3.2.3. Miembros participantes

UCTE

Como ya se ha dicho, los miembros actuales de la UCTE son las empresas gestoras de la red.

NORDEL

Antes de modificar los Estatutos, los Miembros de NORDEL solían elegirse entre personas destacadas de las empresas que explotaban la red de alta tensión o que disponían de equipo técnico importante para el funcionamiento del sistema eléctrico. Según los Estatutos de 1998, un miembro de cada país por lo menos debía representar a la empresa que explota el sistema. Sin embargo, según los nuevos Estatutos de NORDEL, adoptados el 2000, la elección tiene que recaer exclusivamente en representantes de las empresas que explotan el sistema en Dinamarca, Finlandia, Islandia, Noruega y Suecia. (Los participantes en los mercados de cada país son nombrados por el Foro del Mercado, pero no son miembros de NORDEL).

Este es el mayor cambio en la historia de NORDEL y está, como se ha dicho anteriormente, forzado por la liberalización de los mercados eléctricos en los países nórdicos y la separación del transporte de lo que eran empresas verticalmente integradas. Aunque hay muchas diferencias entre los operadores de sistemas en los países nórdicos, todos tienen el interés común de cooperar entre ellos y se están produciendo algunas discusiones sobre la posibilidad de fusionar a todos estos operadores. Es cierto que hay muchos aspectos prácticos que solucionar antes de que tal fusión pueda producirse, pero dentro de algunos años se podría crear algún tipo de Operador del Sistema Regional que asuma la responsabilidad de la operación de los sistemas de los países nórdicos (probablemente no se incluya Islandia debido a su situación geográfica). Si de esto se deriva la desaparición de NORDEL o, si la organización se mantendrá como un Foro de Mercado para el nuevo operador regional de transporte y los participantes del mercado, es algo que ya se verá.

ETSO

Operadores de Sistemas de Transporte conforme a cualquier Regulación o Directiva en vigor relativa a las normas comunes para el Mercado Interior.

3.2.4 Métodos de trabajo

UCTE

La Asamblea se reúne dos veces por año y es la única habilitada para tomar decisiones en nombre de sus miembros. Aunque las actuaciones se intentan aprobar por unanimidad, existe la posibilidad de votación. Cada país tiene asignado un número de votos en función de su demanda y de su capacidad de interconexión. En función de la importancia de la votación ésta exige, bien una mayoría simple, bien la cualificada de 3/4.

Estas decisiones son:

- Modificación de los Estatutos
- Elección de los miembros del Bureau
- Disolución de la UCTE
- Admisión de nuevos miembros
- Admisión de asociados
- Exclusión de un miembro
- Apreciación de interferencia fuerte de una interconexión con un sistema conexo
- Cambio de los límites territoriales de la UCTE
- Ratificación de propuestas de una Comisión de conciliación
- Aplicación de la extensión del sincronismo

El Presidente de la UCTE es elegido cada dos años por la Asamblea siguiendo una norma histórica establecida en el Reglamento Interior y que tiene en cuenta la rotación de los miembros del Bureau y de los países. El Presidente elige al Secretario y las empresas de su país se hacen cargo de la Secretaría y de los gastos asociados. El Secretario asiste también al Presidente del Comité Restringido y asegura el funcionamiento interno de la Unión, aunque no tiene un papel de representatividad.

El Comité Restringido es el órgano ejecutivo y prepara las decisiones de la Asamblea, de la que recibe las directivas y a la que rinde cuentas. Organiza y supervisa los programas de acción que son confiados a los Grupos de Trabajo. Asiste al Bureau en sus labores de representación. Cada país con representación en la UCTE tiene un

miembro en el Comité Restringido. Aunque sus decisiones se intentan aprobar por unanimidad, existe la posibilidad de votación. Cada país tiene asignado un número de votos igual al que posee en la Asamblea. El Presidente de la UCTE puede asistir, pero no tiene derecho a voto.

Actualmente están en proceso de reconversión dos grupos de trabajo permanentes:

- **Explotación de las Redes interconectadas**, cuya misión es la de prestar una atención especial a los intercambios de información y experiencias sobre los problemas de la explotación de las redes, con el fin de determinar las reglas y medidas adecuadas para esta explotación.
- **Estadísticas de la explotación** tiene como misión la realización de las estadísticas de la UCTE.

Por último, el Comité de Redacción es el grupo encargado de la redacción de los distintos informes de la organización.

NORDEL

Según disponen los Estatutos de 1998, al menos un miembro de cada país tenía que representar en la Asamblea Anual a la empresa que explotaba el sistema. La Asamblea es el órgano supremo autorizado para adoptar decisiones en NORDEL. Sin tener en cuenta el número de miembros, los representantes de las empresas que explotaban el sistema aportaban la mitad de los miembros con derecho a voto de cada país. El Presidente emitía el voto de calidad, en caso de empate. En la actualidad (después de los cambios de legislación del 2000), únicamente los representantes de las empresas que explotan el sistema son miembros y cada país dispone de un voto solamente. El Presidente todavía tiene el voto de calidad en el caso de empate, pero existe la intención de aprobar las resoluciones por unanimidad. Sin embargo, NORDEL puede invitar tanto a los representantes de los participantes en el mercado como a las autoridades y organismos internacionales, dentro del sector eléctrico, para que asistan a la Asamblea como observadores.

Según exigen los Estatutos de Junio 2000, la Asamblea Anual tiene que decidir, por lo menos, las cuestiones siguientes:

- Aprobar la Memoria Anual de NORDEL
- Estudiar asuntos actuales del negocio presentados por los Comités y grupos de trabajo

-
- Analizar los informes sobre las actividades del Foro sobre el Mercado
 - Elegir al Presidente y Vice-Presidente de NORDEL, que ocuparán el cargo durante dos años
 - Elegir los restantes miembros del Directorio de NORDEL, según las candidaturas propuestas por los miembros de Nordel
 - Aprobar recomendaciones y emitir declaraciones

El Presidente electo de NORDEL tiene de crear un servicio de secretariado y nombrar un Secretario(a) en su propio país. Recae sobre el Presidente la responsabilidad de dirigir el trabajo administrativo del secretariado y sufragar los costes relacionados con este servicio.

Según la normativa, NORDEL ha de funcionar de forma abierta y las Actas de la Asamblea Anual se distribuirán gratuitamente a todos los interesados en cada uno de los países.

El Directorio de NORDEL (Directorio Ejecutivo, anteriormente) es el organismo ejecutivo de NORDEL que iniciará los debates y adoptará decisiones sobre cuestiones de interés actual, además de ejecutar las resoluciones aprobadas durante las Asambleas de NORDEL. Los Estatutos de Junio 2000 describen más detalladamente las actividades del Directorio de NORDEL, que abarcan:

- Estudiar los informes que describen las actividades de los comités
- Nombrar y disolver comités y, decidir cuánto duran los mandatos de los comités y grupos de trabajo
- Nombrar un Presidente y Secretario para cada comité y grupo de trabajo
- Nombrar los miembros del Foro sobre el Mercado, después de intercambiar opiniones con los representantes de los participantes en el mercado en los distintos países
- Decidir quiénes serán los participantes en la Asamblea Anual de NORDEL que se ha de celebrar en algún momento durante los primeros seis meses de cada año.

Además, el Consejo es responsable de todas las actividades de comunicación externas de NORDEL.

Las resoluciones y decisiones de NORDEL, al igual que todas las actividades, necesitan la aprobación por unanimidad de los Miembros del Directorio. Si no se puede alcanzar dicha unanimidad, se recurrirá a una votación en la que cada país dispone de un voto y

el Presidente podrá emitir su voto de calidad para deshacer un empate. El Directorio de NORDEL se reunirá cuando se considere necesario.

Según queda indicado, NORDEL realiza gran parte del trabajo específico mediante tres Comités. Los representantes de las empresas que explotan el sistema y otros participantes en el mercado pueden cooperar en el trabajo del Comité, pero el número máximo de participantes en cada Comité se limita a diez. Durante los últimos años, las áreas y responsabilidades de cada Comité no han variado mucho, según se indica a continuación:

El área de responsabilidad del Comité de Planificación abarca los aspectos técnicos a largo plazo relacionados con el sistema de transporte de energía y el intercambio de información sobre la ampliación de los sistemas eléctricos. El Comité contribuye además a crear las condiciones previas para el desarrollo adicional de un mercado eléctrico eficiente en los países nórdicos. A tal fin, el Comité inicia el análisis, prepara informes y divulga la información.

La implantación de reglamentos armonizados que regulen tanto las empresas que explotan el sistema como para coordinar la planificación de la red de transporte, hasta donde sea posible, constituye el objetivo principal del Comité.

La lista siguiente describe con detalle las actividades del Comité de Planificación:

- Análisis de las interacciones técnicas entre generación y red de transporte, durante la etapa de planificación
- Seguimiento de la situación y planificación de la capacidad, tanto para la generación eléctrica como el transporte de energía
- Preparación de recomendaciones sobre la reglamentación técnica de la planificación y ampliación del sistema de generación y red de transporte de la electricidad en los países nórdicos, además de la interconexión con zonas vecinas
- Preparación de las recomendaciones sobre especificaciones técnicas para la conexión de las instalaciones de generación con la red
- Análisis de la capacidad necesaria para el transporte de energía entre distintos sistemas tanto dentro de NORDEL como entre NORDEL y el resto de Europa
- Análisis de aspectos ambientales y su importancia para el desarrollo a largo plazo del sistema

Recae sobre el Comité de Explotación la responsabilidad de las cuestiones a corto plazo relacionadas con el sistema y criterios técnicos de la explotación.

Por ejemplo, la fiabilidad del sistema, cálculo del equilibrio y calidad del suministro constituyen los temas estudiados por el Comité. El Comité estudia también aspectos relacionados con el mercado eléctrico y la preparación periódica de informes estadísticos y análisis. Corresponde al Comité estudiar los aspectos relacionados con el funcionamiento diario de las centrales eléctricas y permanecer en contacto con los distintos organismos y autoridades. Además de calcular el equilibrio y calidad del suministro ha de estudiar los aspectos de la responsabilidad del sistema que surgen por motivos técnicos especiales, fiabilidad del funcionamiento y características técnicas de la explotación.

Entre otros objetivos importantes el Comité de Operaciones:

- Contribuye a la creación de un sistema eléctrico nórdico utilizado de forma óptima.
- Canaliza la cooperación entre las operadoras de sistemas de transporte de energía y los participantes que actúan en el mercado.
- Fomenta la cooperación internacional y el intercambio de información sobre el sistema y los mercados eléctricos.

El Comité sobre Tarifas de Precios para el Transporte de la Energía surgió debido a la importancia, cada vez mayor, de los aspectos relacionados con los precios de los servicios de transporte de energía eléctrica en un mercado liberalizado.

El Comité ha de realizar entre otras actividades:

- Preparar un inventario sobre las diferencias entre los precios para transportar energía en los países nórdicos
- Análisis del impacto de dichas diferencias sobre la eficiencia de un mercado común de la electricidad
- Estudios sobre las estructuras de los precios alternativos
- Analizar los obstáculos que pueden surgir al implantar los cambios en cada país

El Comité participa además en actividades para el desarrollo internacional centradas en los principios en que se funda el transporte transnacional de la energía eléctrica. El Comité actúa además como grupo consultor de NORDEL sobre las actividades que ETSO realiza para fijar los precios del transporte de energía.

Los Comités pueden nombrar grupos de trabajo de corta duración para investigar cuestiones técnicas y / o económicas.

Entre otros grupos de trabajo podemos citar:

- El Grupo sobre la Red (dentro del Comité de Planificación) que analizó en 1999 las consecuencias de grandes cantidades de energía generada que no se pudieron despachar dentro del sistema eléctrico nórdico y, en 1998, examinó de nuevo la capacidad de transporte de corriente alterna (CA) en la red NORDEL.
- El Grupo de Generación (parte del Comité de Planificación) estudia tanto la situación que acaba de surgir como los restantes escenarios que el sistema NORDEL puede presentar en el 2005.

El Comité de Operaciones abarca tres grupos permanentes de trabajo:

- El grupo de trabajo sobre las actividades del sistema eléctrico, NOSY
- El grupo de trabajo sobre aspectos de la tecnología informática, NORCON
- El grupo de trabajo para el desarrollo y normalización del Intercambio Electrónico de Datos (EDI), Ediel Nordic Forum

El Grupo de Enlace tiene que ayudar tanto a la Secretaria de NORDEL como a los miembros del Consejo mientras realizan sus cometidos.

El Foro sobre el Mercado actúa como punto de encuentro entre las empresas que explotan el sistema y los participantes en el mercado de los distintos países nórdicos. El Foro sobre el Mercado realizará funciones de asesoramiento que puede abarcar todos los aspectos de NORDEL.

Es preciso destacar de nuevo que, a pesar del gran número de comités y grupos de trabajo, todas las actividades de NORDEL no utilizan prácticamente burocracia. NORDEL funciona perfectamente desde hace años, aunque tanto los sistemas eléctricos como las empresas han experimentado cambios drásticos, y no han necesitado una normativa extensa para realizar el trabajo interno. El deseo de cooperar y resolver los problemas ha bastado para mantener la unión de NORDEL.

Por supuesto, todos han podido ver claramente que esta cooperación resulta muy útil porque reduce, por ejemplo, la necesidad de mantener capacidad de reserva, permite optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico completo y compartir los beneficios además de solucionar conjuntamente problemas técnicos mientras que reduce los

costes, etc... y, por las razones citadas, todas las empresas han considerado que les convenía participar y buscar soluciones conjuntamente a los problemas administrativos.

La liberalización de los mercados eléctricos modificó sólo hasta cierto punto esta situación, aunque las nuevas normas comerciales han modificado a fin de cuentas la participación en NORDEL. Sin embargo, la creación del Foro sobre el Mercado se puede considerar que obedece al deseo de mantener la cooperación y actitud adecuadas en el mercado eléctrico nórdico, aunque la competencia sea actualmente muy dura y se considere confidencial mucha información, disponible sin trabas anteriormente.

ETSO

La Asamblea está constituida por un representante de cada Miembro de la Asociación. Se reúne anualmente en el segundo cuatrimestre del año. El Presidente del Comité de Dirección, el Secretario General y los representantes de cada uno de los grupos de trabajo son invitados a la misma sin derechos de voto. Con independencia de esta reunión el Presidente puede convocar a la Asamblea, contando al menos con un quinto de los derechos de voto de la Asociación.

Funciones:

- Decisiones relativas a los Miembros de la Asociación y Miembros Asociados: admisión, renuncia y exclusión.
- Decisiones relativas a modificaciones del Estatuto de la Asociación o de sus Reglamentos internos.
- Decisiones relativas a los presupuestos anuales y balances.
- Diseño de la estrategia general de la Asociación.
- Elección del Presidente de la Asociación y del Presidente del Comité de Dirección.
- Decisiones relativas a la creación y organización general de la Secretaría y nombramiento del Secretario General.
- Decisiones remitidas a la Asamblea por el Comité de Dirección.

El Comité de Dirección es convocado por su Presidente cada vez que el interés de la Asociación lo requiera. Además puede convocarse a requerimiento de al menos un cuarto de los representantes nacionales, o en caso de existir convocatoria previa, añadir otros temas al orden del día inicial.

Funciones:

- Decisiones sobre emisión de recomendaciones, armonización de directrices y propuestas sobre aspectos regulatorios, sus modificaciones y adaptación.
- En general, toma de decisiones sobre cualquier actividad relativa a los objetivos de la Asociación que no pertenecen debidamente a la Asamblea.
- Preparación de informes, resoluciones y cuestiones similares para la Asamblea.
- Aprobación de publicaciones.
- Gestión del día a día de la Asociación, en las áreas que no han sido delegadas a la Secretaría u otros órganos.
- Creación y supervisión de Grupos de Trabajo, incluyendo la nominación de sus Presidentes y miembros, la aprobación de sus términos de referencia, el seguimiento de sus actividades, la toma de decisiones relativa al trabajo entregado y su disolución.

Grupos de Trabajo

Actualmente están definidos los siguientes para elaborar los estatutos y las normas reguladoras del funcionamiento de la Asociación:

- **“Network Access and Congestion Management”**
Para establecer las condiciones de acceso a las redes y la gestión de las restricciones en las interconexiones.
- **“Cross Border tariffs”**
Para definir y proponer la remuneración del uso de las redes por las transacciones internacionales.
- **“Information system”**
Para el desarrollo, implantación y gestión de una red de comunicaciones para intercambio de información entre Operadores de Sistemas.
- **“Exchanges with PXs”**
Para definir y delimitar de los ámbitos de responsabilidad de Operadores de Sistema y PEX. Establecer criterios comunes para la cooperación y coordinación con los PEX.
- **“Electronic Data Interchange between Market Participants”**
Definir y documentar estándares para el intercambio electrónico de información entre Operadores de Sistema y agentes del mercado
- **“Benchmarking”**
Para efectuar los análisis comparativos de los sistemas tarifarios de los países miembros.

- **“Future ETSO Statutes”**

La Secretaría es responsable de dar un apoyo administrativo a los órganos de la Asociación.

Funciones:

- Apoyo administrativo de los órganos decisorios.
- Gestión del proceso de consulta sobre las propuestas de normas comunes.
- Asistir al Presidente en las misiones de representación.
- Implementación de la toma de decisiones de la Asamblea o del Comité de Dirección.

3.2.5. Normas y especificaciones técnicas, comerciales y administrativas

UCTE

Como cualquier organización técnica internacional su principal objetivo no puede ser otro que el de establecer la reglamentación necesaria para asegurar un buen funcionamiento del conjunto del sistema.

La normativa actualmente en vigor es la siguiente:

- Equilibrio producción – consumo.
- Valor de la frecuencia y regulación primaria.
- Regulación secundaria de la frecuencia y de los intercambios.
- Regulación de la tensión y potencia reactiva.
- Intercambios entre zonas de regulación, transportes para terceros, tránsitos.
- Coordinación de los detalles de los intercambios involuntarios.
- Seguridad de la red, criterio “N-1”, estabilidad, corrientes de cortocircuito.
- Análisis predictivo y en tiempo real de la seguridad.
- Medidas Generales de Contingencias y planes de defensa contra grandes perturbaciones.
- Medidas de reconstitución después del hundimiento de la tensión.
- Extensión de la zona de sincronismo.
- Intercambios de informaciones entre los miembros.

NORDEL

Según se ha indicado anteriormente, las recomendaciones constituyen una de las herramientas más importantes de NORDEL para cumplir su cometido. Constituyen la base de los reglamentos técnicos que regulan el funcionamiento de la red del transporte eléctrico en los países nórdicos.

La lista de las recomendaciones actuales de NORDEL abarca:

- Conceptos sobre la disponibilidad de la energía térmica.
- Ubicación de equipos para medir las oscilaciones del sistema.
- Criterios para decidir las dimensiones de la red.
- Reserva para compensar perturbaciones usuales.
- Especificaciones sobre el rendimiento al explotar centrales térmicas que generan más de 100 MW.
- Especificaciones sobre el rendimiento al explotar centrales térmicas pequeñas.
- Procedimientos normalizados de comunicación.
- Recomendaciones sobre: frecuencia, desviaciones temporales, regulación de la energía y reservas, intercambios comerciales de las reservas entre los países nórdicos.

Los procedimientos económico-financieros aplicados por las empresas que eran en otra época responsables de los intercambios comerciales de carácter transnacional, fundaban sus intercambios de energía en el "principio del precio medio". El promedio de los costes marginales calculados durante una hora de funcionamiento en los distintos subsistemas, constituía el fundamento del precio de la energía transmitida entre países.

El principio del precio medio ha sido descartado actualmente debido tanto a la implantación de una estructura nueva de mercado, al aumentar el número de las empresas participantes, como por la segregación del transporte de energía escindido de las restantes actividades que la empresa realiza.

NordPool ha organizado un bolsín (para el intercambio de energía eléctrica) en el mercado nórdico que cotiza transacciones tanto al contado (spot) como futuros y contratos a plazo (forward). El mercado al contado comercializa casi el 25% de toda la energía eléctrica generada y el resto se realiza mediante contratos bilaterales. El Capítulo 3.3 y los apéndices proporcionan más información sobre NordPool.

Además de las recomendaciones emitidas por NORDEL, todos los participantes en el mercado de la energía eléctrica tienen que cumplir otras normas y reglamentos legales. Por ejemplo, han de cumplir la Ley sobre la Energía Eléctrica vigente en su país que regula rigurosamente las relaciones entre clientes, propietarios de la red y proveedores. La nueva Ley Revisada sobre la Energía Eléctrica de Suecia ha estipulado además que las tarifas aplicadas a la totalidad de la red han de ser del tipo denominado en punto de conexión.

Las tarifas aplicadas en el punto de conexión ofrecen muchas ventajas en un mercado de energía eléctrica liberalizado y, entre las más importantes podemos citar:

- Fomentan la competencia comercial y ofrecen flexibilidad suficiente para incorporar tipos nuevos de clientes y contratos.
- Ofrecen tarifas sencillas y abiertas que se pueden predecir y permiten a los participantes calcular sus costes de red.
- Los participantes disponen de acceso a la totalidad de la red y mercado.
- Los clientes pueden elegir libremente sus proveedores.

Según el principio fundamental de la tarifa en punto de conexión, los participantes tienen que pagar por el derecho a verter o extraer electricidad de la red a través de un punto de conexión único. Mediante dicha tarifa los participantes consiguen acceso a la totalidad tanto de la red como del mercado de energía eléctrica. En consecuencia, las empresas de generación y los consumidores conectados a una red local pagan al propietario de la red el derecho para utilizar su red. De este modo pueden intercambiar electricidad con todos los participantes gracias al sistema de red abierta.

Si pasamos al escalón siguiente de la tensión en líneas de transporte eléctrico, los propietarios de redes locales tienen que pagar el peaje correspondiente al propietario de la red regional. Para calcular la tarifa de la red local, se suman los derechos de peaje a los demás costes originados por la explotación de la red local.

Por último, tanto los propietarios de la red regional como las empresas de generación pagan los derechos correspondientes al propietario de la red de alta tensión, que es Svenska Kraftnät, en Suecia, para conectarse con dicha red. Estos derechos se tienen en cuenta al calcular las tarifas de la red regional.

En principio, la distancia entre la empresa de generación y el cliente no influye sobre la tarifa de la red, si se utiliza la tarifa calculada en el punto de conexión y, por esa razón, fomenta la competencia comercial. Sin embargo, la tarifa de la red de alta tensión aplica un coeficiente a la estructura de la tarifa para estimular la generación en la zona Sur de Suecia, donde el consumo es más elevado.

Los demás países nórdicos aplican el mismo principio al calcular sus tarifas. Por lo tanto, Noruega, Suecia y Finlandia constituyen actualmente un mercado eléctrico abierto y compartido, sin trabas fronterizas, que favorece la libertad de comercio en los

tres países citados. Algunas tarifas fronterizas perduran todavía entre Suecia y Dinamarca, pero se proyecta eliminarlas.

Resulta fácil, en teoría, manejar un sistema que utiliza las tarifas en el punto de conexión, y permite a los clientes elegir libremente sus proveedores, pero dado que más de 150 empresas distribuyen electricidad a nivel local en Suecia y hay varias empresas de generación y propietarias de redes regionales, se comprende que sea muy complicado pagar un precio justo a todos los participantes. La implantación de este sistema ha tropezado con problemas, y un comité especial (separado de NORDEL) trabaja actualmente para implantar reglamentos que se puedan utilizar fácilmente y conseguir mayor rapidez en los pagos. Sin embargo, las familias de usuarios desconocen la complejidad del sistema que regula los pagos entre participantes. Si la familia ha elegido un proveedor independiente de la empresa eléctrica local de distribución, recibirá dos facturas; la factura de la empresa local de distribución que cobra todos los derechos de peaje por la red (+ IVA) y la del proveedor para pagar la electricidad consumida (más un impuesto eléctrico especial en Suecia y el IVA). Recae sobre la empresa local de distribución la responsabilidad de la lectura de los contadores para transmitir la información del consumo al proveedor.

Según la Ley sobre la Energía Eléctrica, la operadora del sistema tiene que mantener el equilibrio en el mercado eléctrico. En consecuencia, en Suecia recae sobre Svenska Kraftnät la responsabilidad del equilibrio eléctrico entre generación y consumo, ya sea de forma instantánea o minuto a minuto, además de los intercambios con el extranjero. La frecuencia del sistema ha de permanecer normalmente dentro del margen especificado de 50,0 Hz (+- 0,1 Hz) aproximadamente.

Para cumplir la obligación de mantener el equilibrio, Svenska Kraftnät ha creado una función especial denominada Servicio Equilibrador. En caso necesario, puede ordenar que se utilicen los recursos de regulación, si la frecuencia se desvía del valor normal. Svenska Kraftnät proporciona a los responsables de mantener equilibrado el sistema, la capacidad necesaria que tiene a su disposición a través de las ofertas que presentan los proveedores. Además, Svenska Kraftnät ha firmado un Acuerdo Obligatorio para mantener el equilibrio con 50 participantes, aproximadamente, que abarcan las mayores empresas de generación.

El Servicio Equilibrador colabora también con otros servicios que desempeñan funciones semejantes en Noruega, Finlandia y Dinamarca.

ETSO

Dada la pequeña historia de esta Asociación, hasta el momento son pocos los documentos emitidos oficialmente. Existen versiones en borrador de los diversos documentos en elaboración en el seno de los Grupos de Trabajo.

El Grupo de Trabajo “Confidentiality Rules” finalizó su cometido emitiendo el documento “Acuerdo para Intercambio de Información entre Operadores de Sistemas de Transporte”.

Entre los temas abordados en la actualidad que darán lugar a procedimientos definitivos están:

- Gestión de las restricciones en los intercambios internacionales, que comprende las siguientes partes:
 - Facilitar información a los agentes del mercado sobre capacidades de intercambio.
 - Definición de capacidades de intercambio.
 - Procedimiento armonizado de cálculo de las capacidades de intercambio.
 - Guía de usuario sobre capacidades de intercambio.
 - Publicación de tablas de capacidad (Net Transfer Capacity) estacionales para toda Europa.
 - Recomendaciones a Operadores de Sistema para la publicación de capacidades en más corto plazo.
 - Asignación anticipada de la capacidad de intercambio.
 - Previsión (día ‘D-1’) de flujos de potencia y finalización de la asignación de la capacidad disponible.
 - Intercambio de datos entre Operadores de Sistema.
 - Gestión de la seguridad en tiempo real.
 - Gestión de la capacidad de intercambio en tiempo real y mecanismos de coordinación entre Operadores de Sistema cuando se producen congestiones en tiempo real. Armonización de aspectos regulatorios que permitan garantizar la firmeza de acceso.
 - Mecanismos de balance e intercambios internacionales: impacto en la gestión de los bloques de control. Tarifas de acceso a las interconexiones internacionales.
 - Propuestas de tarifas de acceso.

- Métodos de liquidación entre Operadores de Sistema.

3.2.6. Cooperación con otras Organizaciones

UCTE

UCTE ha colaborado siempre con otros organismos, e incluso ha sido el foro gestor de algunos de ellos como EURELECTRIC o ETSO.

NORDEL

Gracias al historial tan prolongado que caracteriza la cooperación entre los países nórdicos, NORDEL ha podido actuar como pionera en el desarrollo de nuevos modelos de cooperación internacional y organismo de enlace natural entre las empresas que explotan sistemas en otras partes del mundo.

Dada la tendencia continuada de la liberalización en el mercado eléctrico europeo, las empresas encargadas de explotar sistemas, citadas a continuación, han creado un organismo conjunto, denominado ETSO, que abarca empresas europeas que explotan sistemas para transportar energía eléctrica:

- NORDEL
- UCTE
- BGS (Sistema de la Red Británica)
- IGS (Sistema de la Red Irlandesa)

NORDEL suministra, por otra parte, información sobre el sistema eléctrico y la industria eléctrica en los países nórdicos.

ETSO

ETSO participa en los grupos de trabajo constituidos por la Comunidad Europea (Dirección General de Transporte y Energía) para el análisis de temas específicos, así como en los Foros de Reguladores de Florencia donde se debaten temas más relevantes para M.I.E.

3.2.7. Presupuesto y Financiación

UCTE

En su forma actual, UCTE es una organización sin entidad jurídica, y por tanto, sin presupuesto. La Presidencia se establece de forma rotativa y es la que se hace cargo de la financiación de las tareas administrativas necesarias y de asegurar un

Secretariado no permanente. Las reuniones de los diferentes estamentos se realizan también de forma rotativa y es el país anfitrión el que se hace cargo de los gastos generales, siendo cada miembro el responsable de sufragar sus propios gastos.

NORDEL

NORDEL no necesita una burocracia dado que los representantes de cada país ocupan de forma rotativa los cargos. El país que desempeña la Presidencia tiene que suministrar los servicios del secretariado y sufragar los costes asociados a dicha actividad.

Por lo tanto, NORDEL, como organización, no necesita presupuesto.

ETSO

La Asociación se establece sin contribuciones de capital.

Los Miembros contribuirán al presupuesto de la Asociación a través del pago de unas cuotas que se determinarán en función a sus derechos de voto. La reunión anual de la Asamblea aprobará las cuotas que tendrán que pagar los Miembros y los procedimientos que regirán los pagos adelantados, si los hay, para el año actual y siguiente.

3.2.8. Análisis y Conclusiones

Los primeros pasos de la integración del mercado europeo de electricidad se realizaron mucho antes de que empezaran a debatirse las directivas del Mercado Interior de la Electricidad. Tanto la normativa para la coordinación técnica como las primeras regulaciones sobre intercambios internacionales tuvieron lugar en el seno de la UCTE y NORDEL.

Se podría afirmar que el mercado interior europeo no habría podido implementarse con la velocidad que se le ha requerido si UCTE y NORDEL no hubieran realizado un trabajo previo y continuo de integración técnica y económica.

También es importante mencionar el apoyo, el soporte técnico y el know-how de las empresas eléctricas aglutinados en los organismos anteriormente descritos en el proceso de desarrollo, preparación y implementación de las regulaciones.

Por su parte, el proceso de implementación del Mercado Interior en Europa ha supuesto una gran influencia en dichos organismos, provocando la transformación de UCPTE en

UCTE, los cambios de estatutos y funciones de NORDEL, la propia creación del ETSO, del Foro de Florencia, etc.

En verdad el proceso liberalizador de la Unión Europea ha afectado profundamente a la originaria UCPTe y sus estatutos.

Particularmente la desverticalización del sector eléctrico, con propietarios de las redes de transporte y los operadores del sistema independizados de los generadores, provocó la desaparición de los productores de UCPTe pasando a denominarse UCTE.

Así, la UCTE ha desarrollado las siguientes funciones y actividades directamente relacionadas con la implementación del Mercado Interior de la Electricidad:

- La coordinación del funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados de manera síncrona, fundamentalmente para la seguridad de funcionamiento.
- La coordinación del funcionamiento de las interfaces con los sistemas eléctricos a ella interconectados con el fin de realizar una buena gestión de las interacciones.
- La mejora general de las técnicas aplicadas, gracias al intercambio de experiencias entre sus miembros.
- La búsqueda de la interoperabilidad de los sistemas eléctricos, estableciendo las condiciones técnicas y de organización para facilitar los intercambios de energía y la mutua asistencia para el conjunto de las líneas de interconexión actuales y futuras.
- La apertura del acceso, no discriminatoria, a las redes de transporte en los países miembros del Mercado interior Europeo de electricidad, conforme a su legislación nacional y a Directiva 92/92/ CE.

Por su parte, NORDEL también ha modificado sus Estatutos con la finalidad de adaptarlos mejor a la estructura actual, que separa las redes de transporte de las restantes actividades de las empresas.

Así se ha conseguido definir con mayor claridad los cometidos respectivos de las empresas que explotan los sistemas y los de las empresas que actúan en el mercado.

Las experiencias más relevantes y los resultados principales que han conseguido NORDEL y UCTE pueden resumirse en:

- Uso optimizado de la capacidad existente, disminuyendo así los costes de generación
- Necesidad decreciente de capacidad de reserva.

- Mayores posibilidades de conseguir soporte mutuo durante incidentes severos y otras circunstancias comprometidas.
- Intercambio de información que ha ayudado a incrementar el nivel de conocimiento técnico, económico y administrativo en las empresas eléctricas
- Creación de una atmósfera de cooperación entre los expertos involucrados en el trabajo de UCTE y NORDEL.

ETSO es el organismo que con mayor rotundidad se puede afirmar que su creación ha sido motivada por la existencia del Mercado Interior, para servir de soporte a los operadores de los sistemas eléctricos nacionales en la implementación de normas técnicas y regulatorias para un uso transparente de las redes.

UCTE y NORDEL enfocan su actividad a los asuntos técnicos asociados al comercio internacional de electricidad, junto con el mantenimiento de la operación segura de la red.

ETSO asume desde su creación el desarrollo de los principios económicos fundamentales para la gestión del mercado internacional de electricidad y el acceso a las redes en los países de la Unión Europea.

Finalmente se puede concluir que los organismos descritos han tenido un papel muy activo e importante en el proceso del desarrollo del sector eléctrico de los países de la Unión Europea.

Los resultados (quizá considerados modestos), que se han conseguido en los campos de la desregulación, competencia, intercambios de electricidad no hubieran sido posibles si estos organismos no hubieran preparado el camino.

Obviamente hay todavía mucho por hacer, particularmente en áreas de "cross Border tariffs, network access and Congestion Management", pero existe una voluntad política y económica muy fuerte que hará posible superar todos estos obstáculos.

3.3. Descripción de la Bolsa de Energía Nórdica (NordPool)

En Noruega, la energía eléctrica se ha comercializado desde hace tiempo, puesto que ya en 1971 funcionaba una Bolsa organizada para ventas ocasionales al contado (spot) entre empresas de generación. Existía, por lo tanto, una cultura de compra y venta en bolsa y

sistemas de comercialización que facilitaron la instalación de una Bolsa. Noruega liberalizó su mercado eléctrico en 1991 y, en 1993, se implantó NordPool (la Bolsa Eléctrica Nórdica). Una vez que Suecia decidió liberalizar su mercado eléctrico, en 1996, resultaba lógico que los participantes suecos desearan comercializar su energía a través de la Bolsa. Por lo tanto, en 1996 se acordó que las dos empresas que explotan las redes nacionales: Statnett, en Noruega, y Svenska Kraftnät, en Suecia, serían propietarias de la Bolsa al 50% cada una y crearon en consecuencia la primera bolsa multinacional del mundo. Más adelante, Finlandia y Dinamarca decidieron cotizar en la Bolsa. La sede se halla en Oslo y hay sucursales en Estocolmo y Odense (Dinamarca), mientras que EL-EX representa a NordPool en Helsinki (Finlandia).

La idea de NordPool abarca tanto una Bolsa Eléctrica para los países nórdicos, como servir también de modelo para el desarrollo del intercambio comercial, mediante contratos para suministrar energía eléctrica en los mercados liberalizados del sector eléctrico europeo. NordPool ha participado también activamente en la modificación introducida en la Bolsa Británica (Pool), y la nueva Bolsa del Reino Unido será muy parecido a NordPool.

NordPool concentró, en principio, su actividad en el mercado spot (al contado) para la compraventa física de la electricidad. Con el transcurso de los años, las transacciones abarcan cada vez más productos y, en la actualidad, el volumen contratado de los productos financieros es muy superior.

Los párrafos siguientes describen los productos principales que NordPool puede ofrecer.

Las transacciones físicas abarcan:

➤ Elspot, que comercializa contratos de energía eléctrica al contado (spot) para su entrega física al día siguiente. Un sistema de subasta por duplicado, realizada cada hora a lo largo del día, determina los precios. El precio del sistema spot sirve de precio de referencia para liquidar los contratos financieros de energía eléctrica comercializados en el Bolsín nórdico. Las compraventas del mercado al contado (spot) terminan a las 12:00 del día anterior a la entrega.

Completan la actividad de Elspot:

➤ Elbas, el mercado regulador de la energía eléctrica entregada físicamente en Suecia y Finlandia que realiza la compraventa continua entre las 00:00 y 18:00 horas de cada día mediante contratos vigentes durante una hora. Este mercado cotiza también contratos para

entregas al día siguiente, realizados después del cierre del mercado spot. Elbas permite la compraventa de contratos hasta dos horas antes de comenzar la entrega.

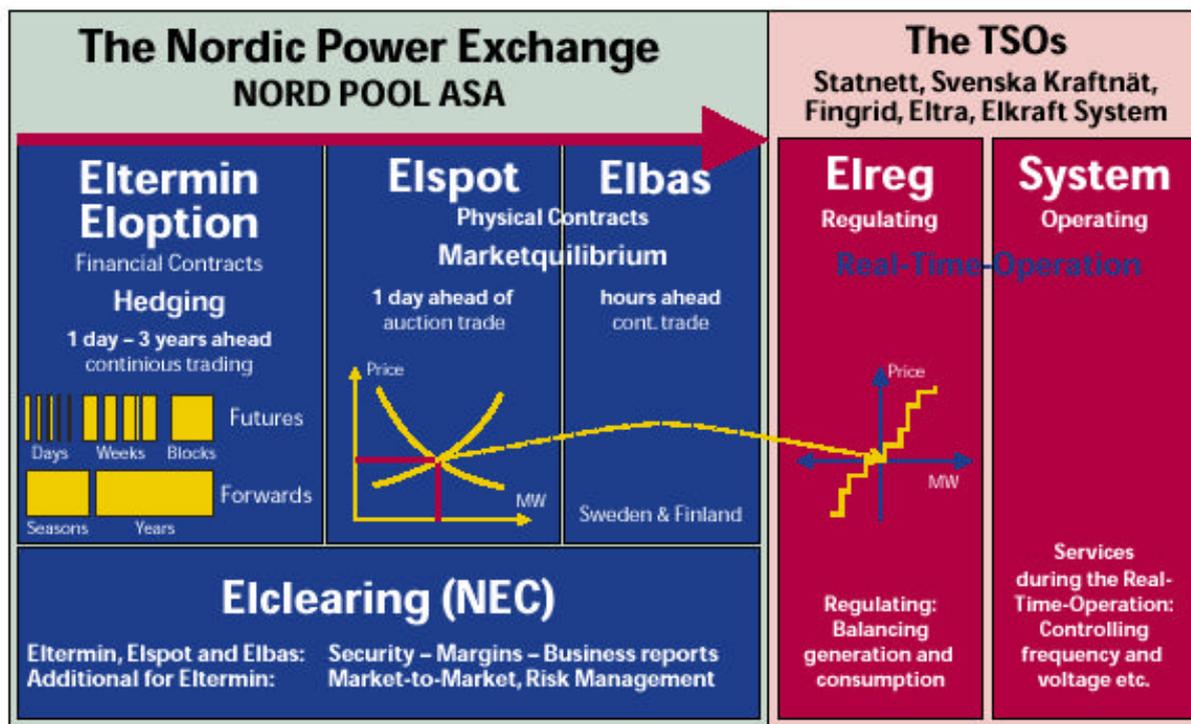
Los productos que cotizan en el mercado financiero abarcan:

- Eltermin (contratos a plazo (forward) y futuros). Este mercado financiero realiza la compraventa de contratos utilizados principalmente para cobertura (hedging) y gestión de los riesgos inherentes a la compraventa de energía eléctrica. El horizonte de los contratos forward y futuros alcanza hasta cuatro años y hay una serie de contratos distintos que abarcan días, semanas, bloques, temporadas y años.
- Eloption (contratos de opciones). Instrumentos financieros utilizados para la gestión de riesgos y cobertura del precio tanto de ingresos como costes futuros consiguientes a la compraventa de contratos de energía eléctrica. La Bolsa de NordPool permite cotizar opciones de energía eléctrica, al estilo europeo, fundadas en contratos forward, además de opciones de energía eléctrica, al estilo asiático, que se liquidan según los precios del sistema Elspot.

La Bolsa ofrece además un producto denominado:

- Elclearing (clearing o compensación). La compensación de contratos de energía eléctrica mediante la Bolsa NordPool reduce el riesgo de la contrapartida financiera dado que NordPool firma los contratos como "counterparty" contractual. NordPool realiza la compensación de todos los contratos comercializados para el intercambio de energía eléctrica. Además, NordPool ejecuta la compensación de contratos financieros normalizados, para el intercambio de energía eléctrica, procedentes del mercado bilateral secundario (Over-The-Counter (OTC)) registrados en NordPool para su liquidación.

La figura siguiente muestra los distintos productos.



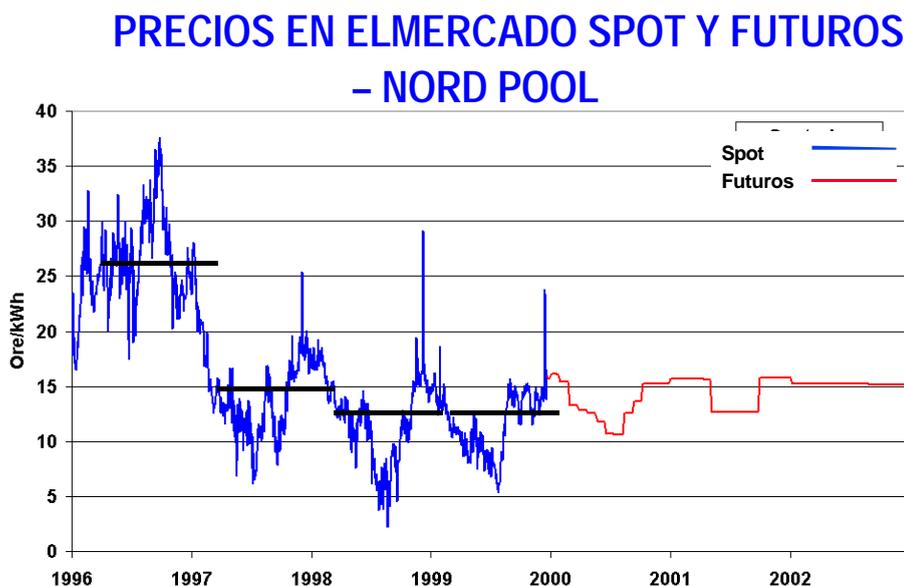
Productos cotizados en Nord Pool (La Bolsa Eléctrica Nórdica)

Desde hace un par de años los volúmenes de energía eléctrica comercializada han aumentado rápidamente. En 1995 el mercado físico registró 20 TWh, y aumentó hasta 76 TWh en 1999, y 96 TWh en 2000, o sea, el 25 % aproximadamente de la cifra total de la energía eléctrica generada en los países nórdicos. Durante el mismo período el mercado financiero ha crecido desde 15 TWh en 1995, a 216 TWh en 1999, y 359 TWh en 2000.

La Bolsa Eléctrica compartida por los países nórdicos (salvo Islandia) tiene por objeto principalmente ofrecer a las empresas de generación, proveedores, distribuidores, consumidores y otros participantes en el mercado eléctrico la posibilidad de comercializar libremente la energía eléctrica y vender al mismo precio sin tener en cuenta a qué país pertenecen. El sistema de transporte de energía eléctrica presenta desgraciadamente algunos atascos y, por esta razón, NordPool a veces tiene que *subdividir el mercado* en cinco regiones geográficas denominadas *áreas para la venta spot (al contado) de electricidad*. Los participantes en la subasta tienen que suministrar información acerca del lugar donde proyectan verter a la red o extraer energía eléctrica, e información sobre los precios y volúmenes. Mediante la información sobre la capacidad de transporte disponible y las ofertas recibidas, NordPool puede realizar la *subdivisión del mercado* y decidir los

distintos precios para zonas diferentes. NordPool pretende que la *subdivisión del mercado* más bien rara, pero muchos participantes se quejan y afirman que ha ocurrido con demasiada frecuencia el año pasado y presionan, hasta cierto punto, a las empresas nacionales encargadas de la red y exigir la construcción de líneas nuevas de transporte eléctrico entre estas zonas de precios. Más información sobre el NordPool está recogida en los Anexos 2.1, 2.3 y 2.4.

El Sistema Eléctrico Nórdico es muy sensible a los cambios meteorológicos. Pluviometría reducida e invierno frío suponen normalmente menor capacidad de las centrales hidroeléctricas y mayor consumo, debido a la utilización tan extendida de la calefacción eléctrica. Lógicamente, los precios de la energía eléctrica tienden a subir en estos casos. La pluviometría abundante e inviernos suaves reducen normalmente los precios salvo que surjan dificultades en alguna central importante. La figura siguiente muestra hasta qué punto pueden variar los precios en el mercado al contado (spot).



Nota: Øre (céntimos de corona)

Desarrollo del precio spot en Nord Pool 1996 – 1999 y precio de los futuros hasta 2003.



4. SITUACIÓN EN SUDAMÉRICA

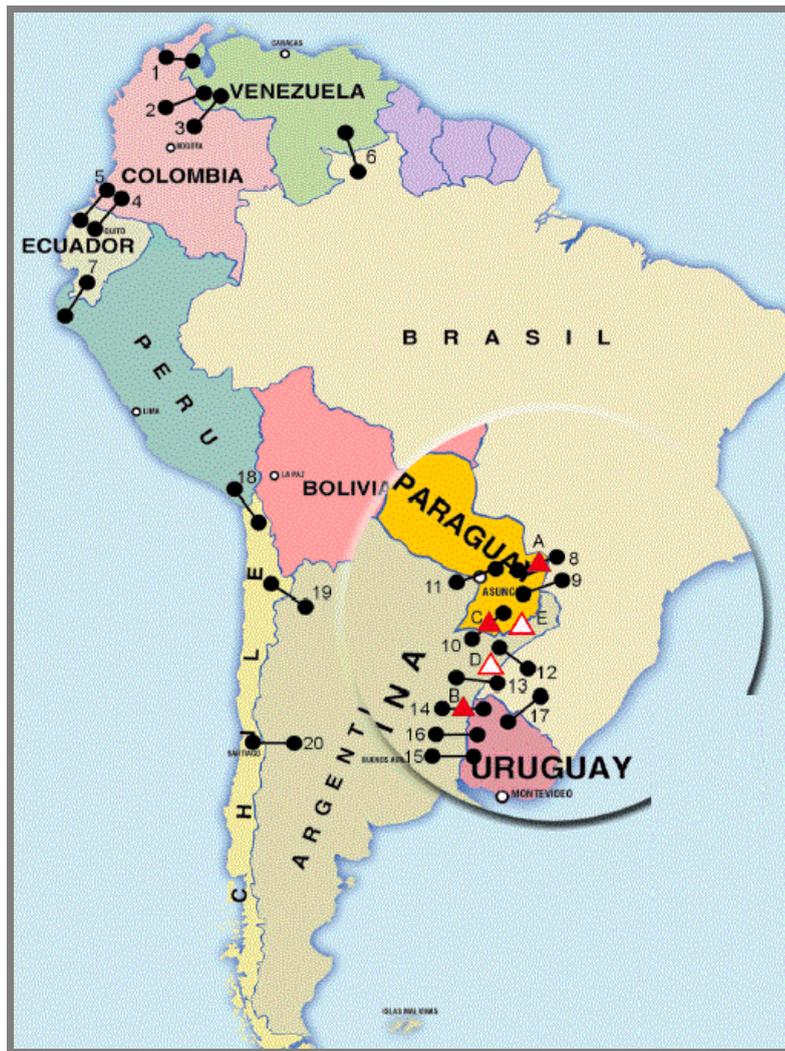
Si bien los países Sudamericanos han tratado de aprovechar las oportunidades de integración eléctrica a partir del aprovechamiento de recursos hidroeléctricos compartidos y el desarrollo de proyectos binacionales para facilitar el abastecimiento eléctrico en áreas fronterizas, el comercio de electricidad en la Región es muy restringido en comparación con las oportunidades disponibles.

La falta de conformación de redes nacionales lo suficientemente enmalladas, al igual que otros factores estratégicos y políticos, han impedido hasta ahora una mayor integración eléctrica de los países.

En este Capítulo se presenta el estado actual de los marcos regulatorios en los países de Sudamérica y el grado de desarrollo institucional del proceso de integración eléctrica, como resultado del uso y optimización de las interconexiones existentes y del aporte que la CIER está haciendo en este sentido, con el desarrollo de proyectos que permiten explorar caminos y mostrar alternativas para que los gobiernos, inversores y, en general, las empresas y organismos puedan avanzar en este propósito.

Actualmente, los países de la Región CIER se encuentran interconectados por medio de un número limitado de proyectos, los cuales responden más a la solución de necesidades de corto plazo de los países (especialmente en las fronteras), que a la búsqueda de un servicio eléctrico más eficiente para los consumidores en términos de la economía en el abastecimiento, y la mejora en la calidad, seguridad y confiabilidad.

Lo anterior se puede visualizar en el mapa de la página siguiente donde se muestran las interconexiones que actualmente están en operación y algunas en proyecto y cuyas características principales se muestran en la tabla anexa.



Interconexiones Internacionales en Sudamérica

En la siguiente tabla se presentan los mayores proyectos de interconexión en la región.

PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN EN SUDAMERICA

Ref	Interconexión		Tensión	Potencia	Estado
1	Cuestecitas Colombia	Cuatricentenario Venezuela	220 kV	150 MW	Operativa
2	Zulia Colombia	La Fría Venezuela	115 kV	36 MW	Operativa
3	San Mateo Colombia	El Corozo Venezuela	230 kV	85 MW	Operativa
4	Panamericana Colombia	Tulcán Ecuador	115/138 kV	33 MW	Operativa
5	Jamondino Colombia	Pomasqui Ecuador	230 kV	150 MW	Proyecto

Ref	Interconexión		Tensión	Potencia	Estado
6	Boa Vista <u>Brasil</u>	El Guri <u>Venezuela</u>	230/400 kV	200 MW	Ejecución
7	Itaipú <u>Brasil</u>	Itaipú <u>Paraguay</u>	220/750 kV DC	6,300 MW	Operativa (60/50 Hz)
8	Foz de Iguazú <u>Brasil</u>	Acaray <u>Paraguay</u>	132 kV	70 MW	Operativa (50/60 Hz)
9	Yacyretá <u>Argentina</u>	Yacyretá <u>Paraguay</u>	500/220 kV	800/130 MW	Operativa
10	Clorinda <u>Argentina</u>	Guarambaré <u>Paraguay</u>	132/220 kV	80 MW	Operativa
11	Rincón de S.M. <u>Argentina</u>	Garabí <u>Brasil</u>	500 kV	1,000 MW 2000 MW	Operativa (50/60 Hz) Mayo 2002
12	Paso de los libres <u>Argentina</u>	Uruguayana <u>Brasil</u>	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60 Hz)
13	Salto Grande <u>Argentina</u>	Salto Grande <u>Uruguay</u>	500 kV	2,000 MW	Operativa
14	Concepción <u>Argentina</u>	Paysandú <u>Uruguay</u>	150/132 kV	60 MW	Operativa
15	Livramento <u>Brasil</u>	Rivera <u>Uruguay</u>	150/230 kV	70 MW	Pruebas (60/50 Hz)
16	Pte. Médici <u>Brasil</u>	San Carlos <u>Uruguay</u>	500 kV ó DC	300 MW	Proyecto (60/50 Hz)
17	Arica <u>Chile</u>	Tacna <u>Perú</u>	66 kV	10 MW	Proyecto (50/60 Hz)
18	Salta <u>Argentina</u>	Atacama <u>Chile</u>	345 kV	200/600 MW	Construcc.
19	Mendoza <u>Argentina</u>	Santiago <u>Chile</u>	220 kV	150/200 MW	Proyecto

4.1 Descripción del sector en Sudamérica

La mayor parte de los países sudamericanos miembros de la CIER han realizado la reestructuración de sus sectores eléctricos, pero aquellos países en los cuales la normativa legal aún no fue sancionada, los proyectos de ley en debate respetan los lineamientos generales de las reformas ya implementadas en la mayoría de ellos.

Estos lineamientos comprenden:

- La segmentación vertical y horizontal de la industria eléctrica, en general con un régimen de incompatibilidades para evitar la reintegración o la concentración de los activos en cada proceso de la industria.

- La conformación de uno o más mercados mayoristas (MEM), dependiendo de la topología de las redes, en los cuales se intenta promover la competencia entre oferentes y demandantes.
- La apertura de las redes de transporte y distribución a terceras partes.
- La promoción de la participación de la inversión privada en la industria.
- Regulación y control de los agentes por parte de organismos estatales

A continuación se presenta una descripción simplificada sobre la estructura y organización del sector eléctrico en cada país, con énfasis en los aspectos esenciales sobre interconexiones internacionales e intercambios a través de las fronteras.

⇒ **ARGENTINA**

El mercado eléctrico en Argentina es altamente competitivo, existe un alto grado de diversificación de la oferta y la demanda, además del libre acceso al sistema.

El estado de avance de la desregulación es pleno, con agentes privados a cargo de segmentos del negocio y con el Estado regulador participando en el mercado con dos centrales nucleares y con la comercialización de energía del lado argentino de las plantas binacionales.

El regulador a nivel nacional es el Ente Nacional Regulador de la Electricidad. (ENRE) que tiene capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado y es el árbitro en la resolución de conflictos entre agentes. Existen además Entes Reguladores a nivel regional encargados de la fiscalización de las concesiones de distribución en su jurisdicción. La Secretaría de Energía establece las políticas sectoriales, las cuales están sujetas a jurisdicción federal; además, realiza la prospectiva del sector para inversores e interesados. En cuanto a la operación del sistema, existe un Organismo Encargado del Despacho (OED), el cual ha sido asignado a una compañía privada denominada Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), la cual está encargada de la coordinación de la operación y del despacho del Sistema Argentino de Interconexión; también realiza las gestiones de cobro y / o pago y / o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los distintos actores del MEM.

En relación con las interconexiones internacionales, la Secretaría de Energía es quien autoriza operaciones de exportación o importación, mediante documentos o protocolos entre cancillerías, en las cuales se establecen el marco institucional, los compromisos y

derechos recíprocos de los dos países. El ENRE regula y adjudica la concesión de transporte internacional. La interconexión debe ser coordinada con CAMMESA (el otro país debe definir los organismos encargados de la administración y la coordinación de dicha interconexión).

Recientemente se han planeado importantes reformas en el mercado eléctrico argentino con el fin de reactivar la inversión. Estos cambios están plasmados en la modificación de la Ley y el Decreto 804 de 21 de junio de 2001 y la Resolución 135 de 27 de junio de 2001, y están orientados a incentivar la inversión en generación y transmisión, especialmente en infraestructura para confiabilidad e introducir competencia en la distribución - comercialización de energía en un término de dos a tres años. Bajo el esquema planteado, se permitirán contratos de largo plazo, modificando el mecanismo de determinación del precio de referencia para usuario final, con el fin de que las empresas distribuidoras puedan pasar a las tarifas los contratos que tengan con los generadores. Otro cambio previsto es pasar del sistema de costos auditados estacionales a ofertas de precios diarios por parte de los generadores. Igualmente se plantea modificar el sistema de recaudación de los usos del transporte, incorporando también la consideración de la expansión por necesidades extra del mercado, para lo cual la expansión será libre y a riesgo del inversionista. Las nuevas inversiones serán remuneradas cobrando derechos de congestión, se establece cargo por capacidad y las inversiones por confiabilidad las determinará la Secretaría de Energía.

⇒ **BRASIL**

El marco regulatorio en Brasil aún se encuentra en proceso de desarrollo, no obstante ya se encuentran consolidadas las figuras del regulador, el operador, el mercado mayorista y el planificador. El nuevo modelo sectorial está basado en tres elementos fundamentales: competencia en generación y comercialización, libre acceso a las redes de transmisión y distribución, y regulación en los servicios de transmisión y distribución. Como complemento se hace necesaria la separación de las actividades en todas las empresas, al menos a nivel contable; objetivo que aún no ha sido logrado.

El organismo regulador es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), responsable de la regulación, fiscalización, mediación de conflictos y el otorgamiento de concesiones, permisos y autorizaciones. Como organismo operador se encuentra el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), responsable del planeamiento y programación de la operación y el despacho óptimo centralizado, supervisión y coordinación de los centros de control de los sistemas eléctricos, contratación y administración de los servicios de transmisión, e

integrador de las propuestas (ante el ANEEL) de la ampliación y refuerzo de las redes de transmisión. Finalmente, el Mercado Mayorista de Energía (MAE) ejerce el papel de administrador del mercado, siendo responsable de la liquidación de las transacciones en el mercado spot y el precio spot de la energía.

El planeamiento de la expansión en Brasil es de tipo determinístico para la transmisión, y de carácter indicativo para la generación. La responsabilidad de esta función recae en el Comité Coordinador de Planeamiento de la Expansión (CCPE). La expansión hidroeléctrica requerida en el sistema es licitada por el ANEEL. Los intercambios internacionales pueden ser firmes o de oportunidad, y no existe discriminación a la importación o exportación de energía. Actualmente Brasil posee interconexiones eléctricas con Argentina, Paraguay y Uruguay.

⇒ **BOLIVIA**

La regulación en Bolivia está en un alto grado de desarrollo, el Mercado Mayorista está creado, y están reguladas todas las actividades de la industria eléctrica. La Ley de Electricidad desagrega las actividades de generación, transmisión y distribución e impone restricciones a la propiedad, de manera que una empresa del sector eléctrico sólo puede realizar una actividad. No existe la figura de comercializador, sin embargo se está analizando la creación del comercializador internacional. La regulación presenta buenas características de adaptación a la realidad del Mercado.

El Regulador y Controlador del mercado eléctrico es la Superintendencia de Electricidad, con jurisdicción nacional. El Viceministerio de Energía e Hidrocarburos (VMEH) tiene asignada la función de proponer normas reglamentarias de carácter general, las que son aprobadas por el poder Ejecutivo y la Superintendencia de Electricidad. El operador del Sistema eléctrico es el Comité Nacional de Despacho de cargas (CNDC o Comité); es responsable de la coordinación de la operación y el despacho de cargas a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Ley también le asigna las funciones de Administración Comercial del Mercado. La planeación está a cargo del VMEH con la elaboración del plan referencial para el SIN y los planes indicativos para los sistemas aislados.

Las exportaciones, importaciones e interconexiones internacionales se efectuarán de acuerdo a las políticas establecidas por el Poder Ejecutivo. La Superintendencia de Electricidad tiene la función de aprobar las interconexiones internacionales, las

exportaciones e importaciones de electricidad de acuerdo al Reglamento, a través del otorgamiento de Licencias para la exportación e importación de electricidad.

⇒ **CHILE**

Regulatoriamente está muy definido el rol de las instituciones y características del Mercado Eléctrico Chileno. No existe desintegración vertical de la generación con la transmisión, existe desintegración empresaria con la distribución. El grado de diversificación del mercado es bajo, debido a que tres empresas poseen la mayor parte del mercado.

En cuanto a la regulación, el Ministerio de Economía emite la normativa del sector. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fiscaliza y supervisa el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias y las normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. El operador del sistema es el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) cuyas funciones son la operación conjunta del sistema eléctrico y el despacho económico de mínimo costo, dentro de una seguridad prefijada; también tiene asignada la administración del mercado. La planeación indicativa es realizada por la Comisión Nacional de Energía.

Para los intercambios eléctricos con países vecinos el marco jurídico es el mismo que para el mercado nacional. Adicionalmente existen protocolos internacionales suscritos entre Cancillerías y Acuerdos simplificados. Los protocolos establecen el marco institucional, compromisos y derechos recíprocos de los dos países. Las instituciones que participan en las interconexiones internacionales son las mismas que participan en el mercado nacional.

Actualmente se encuentra en trámite un proyecto de Ley que introduce cambios importantes en el modelo regulatorio del mercado eléctrico Chileno. Entre las propuestas principales se encuentra una reorganización del mercado con libre contratación entre los consumidores y los generadores por medio de un sistema descentralizado de transacciones o contratos bilaterales y con el precio del mercado formado por los contratos de largo plazo, creación de la bolsa de energía para ajuste de desbalances en el corto plazo con precio marginal sólo aplicable a las transacciones de ajuste. El operador del sistema y el administrador del mercado serán independientes. Adicionalmente está contemplado crear la figura del comercializador, separándolo del rol del distribuidor. Respecto a la transmisión, su expansión estará basada en el estudio realizado cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, en el cual participan los transportistas y los usuarios. El

pago de las inversiones se realizará por medio de un peaje calculado por la CNE en base al costo de la expansión a largo plazo y pagado en base a cargos de conexión para los generadores en un 30%, cargo de uso para los generadores en un 35% y un cargo para los comercializadores, distribuidores y grandes clientes en un 35%.

⇒ **COLOMBIA**

Colombia presenta un nivel de desarrollo regulatorio muy avanzado, las actividades sectoriales están divididas en generación, transmisión, distribución y comercialización. La libre competencia está en la generación y comercialización, la transmisión y la distribución son monopolios regulados con incentivos a la competencia en la expansión. Las políticas de largo plazo son claras y presentan un nivel razonable de estabilidad.

El organismo regulador es la Comisión de Energía y Gas (CREG), bajo la jurisdicción del Ministerio de Minas y Energía. El control, la vigilancia y la supervisión de los servicios públicos se realiza a través de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Las funciones de planeación indicativa las realiza el Ministerio de Minas a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la cual elabora el plan de expansión de Referencia. La operación del Sistema está a cargo del Consejo Nacional de Operación (CNO), responsable de acordar los aspectos técnicos de la operación y del Centro Nacional de Despacho (CND) que planea, coordina controla y supervisa la operación del sistema. El administrador del mercado es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), quién es responsable de la liquidación de los contratos bilaterales entre generadores y comercializadores y de las transacciones en el mercado spot de energía eléctrica, el cual esta basado en un despacho de mínimo costo, por orden de méritos en las ofertas diarias de los generadores.

Respecto a las interconexiones internacionales existe libre acceso; sin embargo, las condiciones para la negociación de la energía son diferentes para agentes importadores y exportadores. Como importador, el despacho depende de los precios ofrecidos diariamente en la bolsa de energía; como exportador el intercambio puede tener un valor fijo. La expansión del transporte internacional es resultado de la iniciativa de los agentes interesados (pueden ser privados).

Al igual que Argentina y Chile, Colombia está en un proceso de revisión del esquema regulatorio que abarca la revisión de la fórmula tarifaria del mercado mayorista y a nivel de usuario final en distribución y comercialización. También se adelanta la revisión del cargo

por capacidad para la generación, el reglamento de comercialización y de medición, la introducción de contratos normalizados, revisión de los esquemas de riesgos y repartición entre los agentes, introducción del mercado de reactivos y la creación de empresas independientes para el operador del sistema y el administrador del mercado.

En el segundo semestre del 2001, después del Taller Internacional sobre Interconexiones Eléctricas en la Región Andina, realizado por la CIER en Quito, Ecuador, el proceso de integración ha tenido un avance significativo gracias al compromiso de los gobiernos de la Región Andina que se tradujo en el Acuerdo de Cartagena para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica suscrito por los Ministros de Minas y Energía de Colombia, Ecuador y Perú, con el objetivo de adaptar los regímenes jurídicos y los marcos normativos que permitan la comercialización de energía y la operación coordinada de las interconexiones internacionales, bajo principios de libre competencia, acceso no discriminatorio y reciprocidad. Para lo anterior se creó el Grupo Regulatorio conformado por los reguladores de los tres países y el grupo técnico conformado por los representantes de los operadores y administradores de mercados y las empresas de transmisión de los tres países. Venezuela asiste como invitado.

⇒ **ECUADOR**

Ecuador presenta un desarrollo creciente desde el punto de vista regulatorio, habiendo definido ya un modelo de mercado con participación de agentes privados en diferentes segmentos del negocio. Aún cuando el plan de privatización está en marcha, el grado de desarrollo normativo es avanzado, con procedimientos que regulan las actividades del mercado, incluyendo contratos de concesión para los monopolios naturales. La Ley prevé la separación entre las actividades de generación, transmisión y distribución. El transmisor no puede comercializar energía, en tanto que los distribuidores están impedidos de generar o transmitir energía. Existen previsiones para evitar el abuso de la posición dominante.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el organismo encargado del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final. Dentro de sus funciones se incluyen la coordinación de la operación del sistema en tiempo real, el ordenamiento del despacho de generación, la verificación al cumplimiento de la programación de generación y la coordinación de los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión. De igual forma, el CENACE está encargado de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista, debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del sistema,

siendo responsable del abastecimiento de energía al mercado a mínimo costo, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica a través del acceso a la red de transmisión. Las funciones de regulación recaen en el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), quien es además responsable de implementar la política energética nacional, elaborar los reglamentos para la aplicación de la Ley, aprobar los pliegos tarifarios de los servicios de transmisión y distribución, elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones y dirimir las controversias a que le sometan los agentes del mercado.

El transportador (una única empresa de transmisión concesionada en todo el territorio nacional) elabora la planificación y es aprobada por el CONELEC, incluyendo dentro de los proyectos de transmisión las interconexiones internacionales. La regulación considera autorizable la exportación, una vez satisfecha la demanda interna, y sólo para excedentes de generación, previendo la posibilidad de transacciones como resultado de contratos a plazos o la compra y venta de energía en el mercado ocasional. Actualmente, Ecuador se encuentra interconectado con Colombia a través de una línea de 138 kV (operación radial), y se encuentra en etapa de diseño un refuerzo a la interconexión a nivel de 230 kV, al igual que estudios de factibilidad para una interconexión con Perú al mismo nivel de tensión. Como se anotó anteriormente en el texto correspondiente a Colombia, se está en un proceso acelerado de adecuación de los regímenes jurídicos y marcos normativos con Perú y Colombia para permitir una rápida integración energética con estos países.

⇒ **PARAGUAY**

El proceso de desregulación en Paraguay se encuentra en vías de transformación, aún sin un marco regulatorio aprobado por las autoridades. La presencia del Estado en el Sector es bastante alta; el hecho de que exista un equilibrio confortable entre la oferta y la demanda hace que no se presione las reformas. En la estructura del sector eléctrico no existe separación entre los negocios de generación, transmisión y distribución. El grado de diversificación del mercado es bajo.

La Administración Nacional de Electricidad (ANDE) es la empresa estatal que administra el sector eléctrico, agregando las funciones de regulación, industria y servicios. Es decir, controla las concesiones, es el organismo regulador, es el operador del sistema, resuelve disputas y es el agente planificador. Las políticas sectoriales están dadas por el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Obras Públicas y Comunicación.

En el transporte internacional el libre acceso es por negociación de cada proyecto con ANDE. La importación y la exportación es negociada en cada proyecto.

⇒ **PERÚ**

El proceso de desregulación se inició en 1992 y fue completado a mediados de esa década. Actualmente la regulación normativa se encuentra en estado estable, requiriendo las adecuaciones normales para acompañar la evolución de los mercados. El Estado aún participa como accionista de dos de las cinco empresas de transmisión y de algunas empresas de generación. Sólo la generación participa en el mercado “spot”, los generadores y distribuidores pueden comercializar a clientes libres (consumidores mayores a 1 MW) y los distribuidores están obligados a brindar el servicio público en su zona de concesión. Se permite concentración vertical u horizontal, siempre y cuando esto no afecte a la competencia.

La función de regulación normativa recae en el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), y la función de fiscalización y de regulación de tarifas recae en el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). La Comisión de Tarifas de Energía (CTE) se constituyó en una gerencia dentro de OSINERG, siendo responsable de aprobar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución y transmisión, fijar el margen de reserva firme y ejecutar los estudios técnicos para la determinación de las tarifas en barra y para usuarios del servicio público de electricidad.

La coordinación de la operación a mínimo costo de las centrales y los sistemas de transmisión, garantizando la seguridad en el abastecimiento y el mejor aprovechamiento de los recursos, está a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC). Entre sus funciones se encuentran la planificación de la operación del sistema, el cálculo de los costos marginales de corto plazo y de la potencia y la energía firmes de cada unidad generadora, así como de la valorización de las transferencias de energía y potencia entre las empresas generadoras. La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Interconectado Nacional la realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte (ETECEN), en calidad de representante de las empresas titulares de los sistemas principales de transmisión.

La planificación de la expansión del sistema es indicativa y la desarrolla el Ministerio de Energía y Minas. La remuneración de la red se realiza bajo un esquema de peajes,

calculados con base en el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones más los costos de operación y mantenimiento. A la fecha no existe regulación específica que reglamente las transacciones internacionales. La anotación consignada en la parte final del texto de Colombia sobre adecuación de los regímenes jurídicos, normativos y regulatorios para viabilizar la integración energética con Ecuador y Colombia son válidos para este informe de Perú.

⇒ **URUGUAY**

En Uruguay la prestación del servicio es monopólica y está a cargo de la Empresa Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). Aunque ya se ha dictado la Ley Marco, la cual prevé un esquema de contabilidades separadas y libre mercado para la oferta, su implementación está pendiente. Por tal razón no existe aún un sistema de mercado en ningún segmento del sector eléctrico.

La Ley prevé la creación de un organismo regulador denominado Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, en el ámbito del Ministerio de Industria, Energía y Minería, entre cuyas funciones estarán la definición de normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de consumos, así como el asesoramiento al poder ejecutivo sobre concesiones, permisos y autorizaciones relativas a actividades del sector, y la fijación de tarifas de energía eléctrica. A partir del actual Despacho Nacional de Cargas (DPC) se creará el Administrador del Mercado (ADME), con funciones de operador y administrador: planificación de la operación, coordinación de la operación de las interconexiones internacionales, coordinación de los mantenimientos, cálculo de los costos marginales y de la energía y potencia firme de los generadores, determinación y valoración de las transferencias, y emisión de facturas a los agentes.

En la actualidad Uruguay posee interconexiones eléctricas con Brasil y Argentina, previéndose los tránsitos de energía internacionales por su propia red (sujeto a aprobación y pago de una tasa fijada por el DPC). Recientemente, la Secretaría de Energía de Argentina autorizó la participación de UTE en el mercado argentino a través de la contratación de 200 MW que sustituyen la energía tomada en el sistema argentino en los términos del Tratado de Salto Grande por la energía firme suministrada por agentes privados del MEM.

⇒ **VENEZUELA**

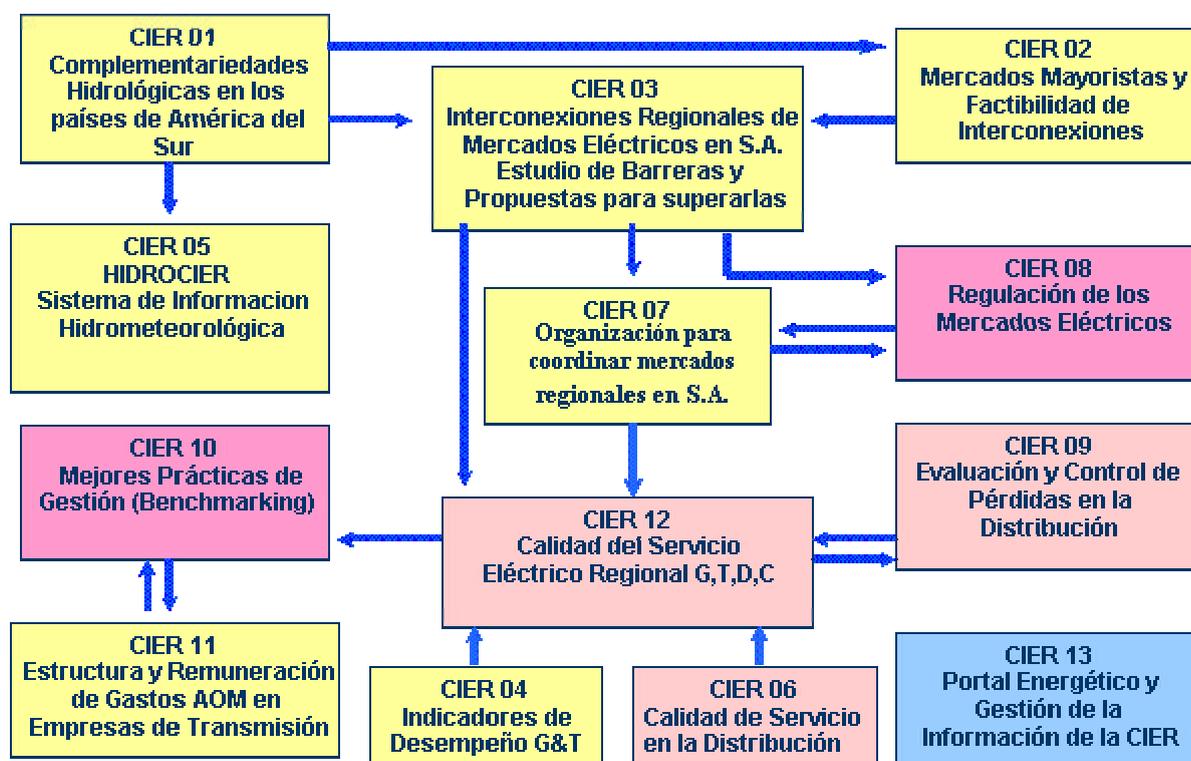
El 21 de Septiembre de 1999 se publicó la primera Ley del Servicio Eléctrico para Venezuela. Desde ese momento y hasta la fecha se han conformado grupos específicos que están trabajando en la definición de los Reglamentos que darán sustento a las reformas enunciadas en la Ley. Por tal razón, actualmente no existe en Venezuela la figura del Mercado Mayorista de Energía, sino que se mantienen los esquemas tradicionales regulados de comercialización de energía, donde el Ministerio de Energía y Minas fija las tarifas para las empresas del sector. No obstante, y para dar cumplimiento a la obligación establecida en la Ley, las empresas han dado los primeros pasos hacia la desverticalización, separando a nivel contable las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

De acuerdo con la Ley, antes de dos años se deberá poner en funcionamiento el ente regulador, conocido como Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), y el operador del sistema, conocido como Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE). Igualmente, en el mismo lapso deberá estar conformado el Mercado Mayorista de Electricidad (MME). En la actualidad, las funciones de regulador y operador del sistema vienen siendo desempeñadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y OPSIS, respectivamente.

A la fecha, la operación y mantenimiento de los sistemas de transmisión que conforman el Sistema Interconectado Nacional están en manos de las empresas que los construyeron. Los únicos nexos internacionales existentes son con Colombia, uno a 115 kV y dos a 230 kV, los cuales han sido muy utilizados como asistencia ante contingencia en alguno de los sistemas. Actualmente, se encuentra en ejecución una línea de interconexión a 230 kV con el norte de Brasil.

4.2 Conclusiones de los Proyectos CIER 02, CIER 03 y su Interrelación con el CIER 07

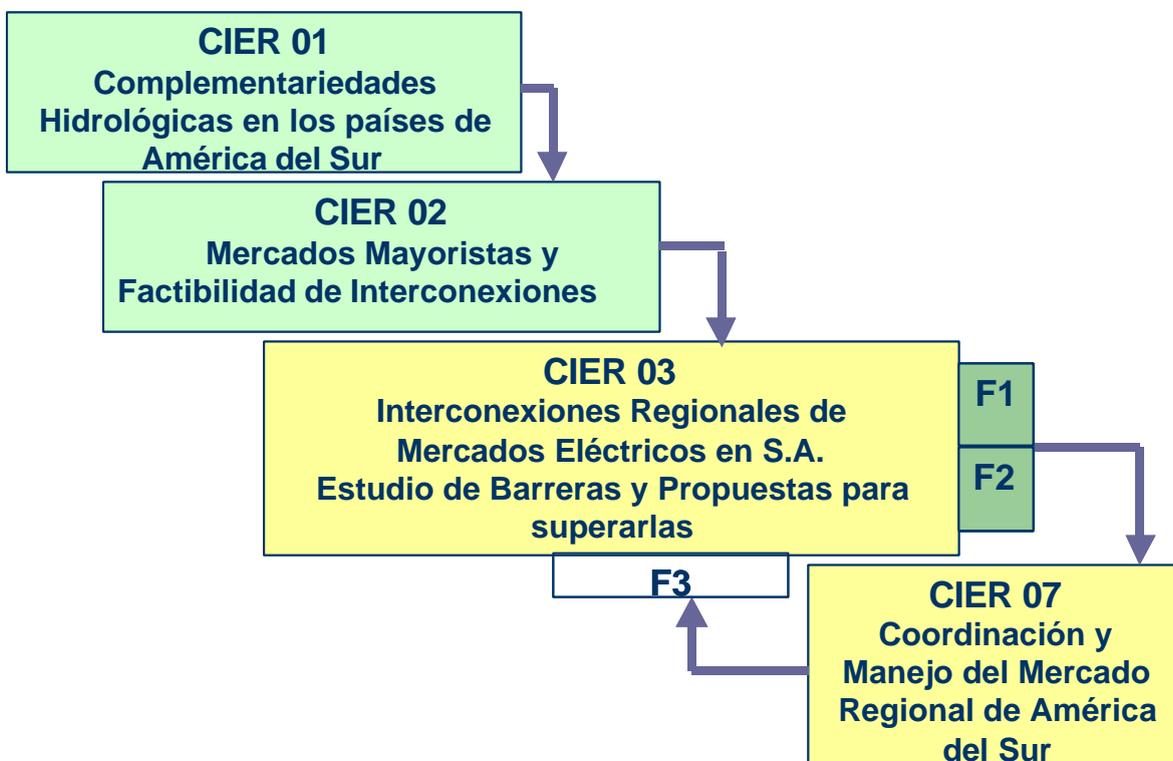
La Comisión de Integración Eléctrica Regional, consciente de su liderazgo en Sudamérica, y teniendo en cuenta el proceso actual de evolución de los mercados eléctricos nacionales hacia un mercado o mercados regionales, ha diseñado el Gran Macroproyecto de Integración CIER por medio del cual busca contribuir al desarrollo de políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales y regulatorias que incentiven a los agentes de los sectores energéticos a favor de iniciativas para el desarrollo de proyectos físicos de integración. Este Macroproyecto consta de varios proyectos, los cuales se muestran en el siguiente cuadro:



Estos proyectos la CIER los ha venido desarrollando desde 1995 con un esquema participativo de sus empresas y organismos miembros por medio de delegados en Grupos de Trabajo que interactúan con consultores de gran experiencia y prestigio y con la alianza de diferentes organizaciones a nivel internacional como la Comunidad Andina de Fomento –CAF, Comunidad Europea, Banco Mundial y el Departamento de Energía de USA -DOE, entre otras.

En el siguiente esquema se muestran los principales proyectos que tienen como objetivo directo el estudio energético, institucional, operativo y regulatorio de la región y las

diferentes alternativas de integración con propuestas específicas para desarrollar paso a paso el proceso de integración de mercados regionales de energía.



Según resultados del Proyecto CIER 01 se encontró una gran complementariedad hidrológica en la región lo cual indujo a realizar el Proyecto CIER 02 el cual mediante un estudio sistemático de la demanda, la oferta de energía y la potencia conjunta de la región, incluyendo los recursos energéticos de gas e hidroelectricidad, con alcance a largo plazo (horizonte 2010). El Proyecto CIER 02 analizó la factibilidad de diferentes alternativas de interconexión e integración de mercados por medio de simulaciones de la operación futura de la infraestructura prevista, sobre corredores de interconexión seleccionados.

Los estudios realizados en desarrollo de los Proyectos CIER 02 y CIER 03 han permitido identificar grandes oportunidades para reducir los costos operativos de los sistemas eléctricos sudamericanos y aprovechar los recursos e infraestructura existentes a través de una mayor y más fuerte interconexión entre los sistemas nacionales que conforman los denominados (en estos estudios) corredores de interconexión. Buena parte de las oportunidades para disminuir los costos operativos de los sistemas provienen del mejor aprovechamiento del recurso hidroeléctrico mediante la conformación de mercados integrados.

Los corredores de interconexión identificados tienen características particulares que le otorgan una base de sustentación diferente al comercio internacional de electricidad. En el Corredor Andino (conformado por Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú) el principal factor dinamizante de los intercambios de electricidad es la disponibilidad de recursos a bajo costo en Venezuela, tanto por su importante oferta hidroeléctrica como por sus abundantes reservas de gas natural. Esta situación es la que permitiría importantes exportaciones de Venezuela a Colombia a medio y largo plazo y, a través de este sistema, a Ecuador, donde se espera que los costos de producción de electricidad sobre la base de derivados líquidos del petróleo sean sustancialmente más altos. El sistema ecuatoriano también podría aprovechar los menores costos de producción del sistema Centro Norte peruano para reducir sus costos operativos. Sin perjuicio de ello, el resto de los países andinos pueden auxiliar al sistema venezolano en caso de aportes hidroeléctricos bajos, dando origen a flujos bidireccionales, lo que depende de las condiciones hidrológicas imperantes en cada país.

Mayor permanencia en su sentido tendrán los flujos del sistema Norte Grande chileno hacia el sistema Sur peruano (Corredor Chile - Perú), gracias a los bajos costos de producción de los ciclos combinados que se prevén instalar en Chile a partir de la importación de gas natural desde Argentina a precios bastante competitivos.

En el caso del Mercosur, los flujos internacionales entre Brasil, Argentina y Uruguay estarían propiciados por excedentes en Argentina (principalmente de origen térmico) coincidentes con la baja oferta hidráulica en Brasil debido a fenómenos extremos de bajas hidrológicas y, en el futuro, por excedentes de origen hidroeléctrico disponibles en el sistema brasileño, cuyo impacto se vería potenciado por la asimetría de tamaño del sistema brasileño respecto a los restantes sistemas del Mercosur. La composición mayoritariamente hidroeléctrica de la generación brasileña obliga a mantener altas reservas para hacer frente a años hidrológicamente secos, lo cual provoca excedentes (energía hidroeléctrica secundaria) el 95% del tiempo.

Finalmente, y de acuerdo con los resultados del Proyecto CIER 02, los beneficios económicos de la integración, desde el punto de vista de los costos operativos, no se verían seriamente afectados por variaciones en el ritmo esperado del crecimiento de la demanda eléctrica de los países sudamericanos. Los beneficios calculados son del orden de US\$ 650 Millones anuales para la interconexión de los sistemas de Brasil y Argentina, US\$ 310 Millones para la integración de los mercados de Perú – Ecuador – Colombia – Venezuela, US\$ 63 Millones para las interconexiones entre Brasil y Uruguay, y US\$ 60

Millones para la integración Chile – Perú. En todos los casos, el alto componente hidroeléctrica de los sistemas eléctricos latinoamericanos será el factor determinante en la promoción del comercio internacional de electricidad en la Región.

Por medio del Proyecto CIER-03 “Interconexiones Regionales de Mercados Eléctricos en Sudamérica” se realiza un análisis crítico de los aspectos técnicos y regulatorios asociados a la operación y confiabilidad de las interconexiones internacionales en Sudamérica con el fin de ofrecer recomendaciones sobre normas, regulaciones y procedimientos operativos que faciliten el Mercado Regional de Electricidad a través de las interconexiones actuales y futuras. En esencia, se trata de un estudio asociado a la operación de la transmisión regional, e interconexiones con énfasis en la confiabilidad y la calidad, el cual complementa de manera adecuada al Proyecto CIER 02.

En la primera fase del Proyecto CIER 03, el trabajo incluyó un diagnóstico de las características específicas (operativas, técnicas, regulatorias e institucionales) de los países de la zona y el análisis de las restricciones para el desarrollo eficiente de las interconexiones entre países y la comercialización regional de energía. Como resultado de la segunda fase, y ratificando la visión de los corredores energéticos provista por el Proyecto CIER 02 como potencializadores de nuevos mercados, se han identificado y estudiado los sistemas subregionales de la Comunidad Andina de Naciones (Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú) y la Mercosur (Bolivia¹, Chile, Argentina, Uruguay, Paraguay y Brasil), como punto de partida y enlace en el mediano plazo hacia la organización y desarrollo de un mercado integrado en Sur América, destacando sin embargo el avance que en este momento tiene el Mercosur (Mercado Regional del Sur) con respecto a la CAN (Mercado Regional del Norte), y la necesidad de integrar esfuerzos para alcanzar los objetivos deseados. Recientemente, se ha planteado una tercera fase del proyecto orientada al desarrollo de las propuestas de Acuerdos (incluyendo detalles técnicos, regulatorios e institucionales) y el Plan de Implementación requerido para incrementar el desarrollo de los intercambios entre los países de la región de manera bilateral y multilateral.

El desarrollo propuesto parte de las premisas de que no resulta imprescindible unificar el despacho, las reglas del mercado y la calidad regional, que es necesario establecer criterios de desempeño mínimo homologables y que se debe promover la creación de un nuevo espacio regulatorio (como resultado de la convergencia de los marcos individuales

¹ A pesar de que políticamente Bolivia se encuentra integrada en la CAN, energéticamente se identifican mejores vínculos con la Mercosur

de los países). En particular, la propuesta incluye el desarrollo de un organismo regulador regional, y dos organismos adicionales a cargo de las funciones de operación y administración de mercados.

La visión propuesta busca asegurar la expansión del sistema de transmisión regional a partir del incremento en la eficiencia del despacho regional y el incremento en la calidad del servicio y de la seguridad en el suministro. De acuerdo con esta visión, el motor de los cambios es la participación privada y el reconocimiento de los beneficios sistémicos de la integración. En cualquier caso, se resalta que las instituciones regionales deben ser las mínimas necesarias en función de las disponibilidades tecnológicas, y las regulaciones regionales deben tener una institucionalización adecuada.

En el cuadro anexo se muestra la interrelación de los Proyectos CIER 03 en sus Fase I, Fase II y Fase III con el Proyecto CIER 07.

RELACIÓN DE ACTIVIDADES PROYECTOS CIER 03 Y 07

Proyecto	Qué hace	A quién entrega
Fase I – CIER-03	-Identificación de características y restricciones en los países (construcción de planillas comparativas) -Diagnóstico de las condiciones técnicas y regulatorias, asimetrías y barreras	Fase II – CIER-03
Fase II – CIER-03	-Propuesta para una mejor y mayor integración regional -Agenda de problemas y desarrollo requerido para la integración subregional <ul style="list-style-type: none"> ▪ CAN: <ul style="list-style-type: none"> - Fase A. Mercado de intercambios (optimización uso de oportunidad de interconexiones existentes / acuerdos regionales para transportes firmes) - Fase B. Mercado eléctrico regional - (B-1 Implementación político – institucional / B-2 puesta en marcha del mercado. B-3 consolidación del funcionamiento) ▪ Mercosur: <ul style="list-style-type: none"> - Fase B. Mercado eléctrico regional (Implementación político – institucional / puesta en marcha del mercado / consolidación del funcionamiento) B-1 Premisas para el diseño del mercado B-2 Definición y diseño del mercado eléctrico regional B-3 Definición de las organizaciones requeridas para el nuevo mercado 	CIER-07
CIER 07	- Diseño de las organizaciones (Funciones) requeridas para el mercado eléctrico regional propuesto: regulador, operador y administrador del mercado a nivel regional - Evolución de las organizaciones de acuerdo con el desarrollo del mercado: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Proyectos independientes ▪ Acuerdos binacionales ▪ Submercados regionales ▪ Mercado regional único y global (superpuesto y adicional a los mercados nacionales) 	Fase III – CIER-03
Fase III – CIER-03 (Propuesta)	- Instrumentos para la implementación efectiva de los intercambios bilaterales - Instrumentos para la implementación efectiva de un mercado eléctrico regional - Asesoramiento específico para cada país en la convergencia hacia el mercado regional	



***5. LA EXPERIENCIA EUROPEA EN LA ORGANIZACIÓN DEL
MERCADO INTERIOR DE ELECTRICIDAD Y SU APLICABILIDAD
Y VIABILIDAD EN SUDAMÉRICA***

Tradicionalmente, los sectores eléctricos han estado protegidos por decisiones políticas y restringidos a ámbitos nacionales. Era preferible cubrir la demanda de electricidad con centrales de generación del propio país, mientras que las empresas eléctricas encontraban un entorno relativamente tranquilo con mercados cautivos y precios regulados. En consecuencia, no es de extrañar que las experiencias internacionales de mercados regionales no sean numerosas.

En los últimos años, los sectores eléctricos están siendo sometidos a una rápida evolución. A nivel nacional en numerosas regiones del mundo, se están desarrollando nuevas regulaciones tendentes a introducir competencia en algunas de las actividades eléctricas. Aun más, esta misma liberalización y competencia encuentra insuficientes los mercados nacionales y se busca su potenciación introduciendo esta competencia en ámbitos geográficos adyacentes más amplios, lo que conlleva a una globalización o regionalización de los ámbitos de actuación de los mercados eléctricos.

Estos mercados regionales no pueden funcionar basados solamente en el voluntarismo empresarial y político de los participantes en el mercado. Son necesarias organizaciones de distinto nivel que promuevan, gestionen, coordinen y vigilen el comportamiento de dichos mercados regionales.

Aunque puede decirse que los sectores eléctricos en las distintas zonas del mundo tienen muchas similitudes a nivel técnico y también bastantes a nivel regulatorio, no es menos cierto que la forma de organización de un determinado mercado regional no puede ser replicado, sin más, en otra región.

Como se ha mencionado anteriormente, las experiencias de mercados regionales son escasas y básicamente se han desarrollado en Europa. Por tanto, es un elemento fundamental al diseñar organismos de coordinación de mercados regionales en Sudamérica poder aprovechar las experiencias habidas en otras regiones, beneficiándose de sus aciertos y tratando de evitar los errores cometidos en otras zonas.

En este capítulo se trata de realizar un análisis de las actuaciones que han tenido lugar en Europa y, especialmente, en los países Nórdicos (los dos únicos mercados regionales existentes) viendo las causas y razones que llevaron a dichas actuaciones, analizando si son aplicables o no al mercado regional sudamericano.

Obviamente, el análisis anterior se enfoca principalmente hacia el objetivo de este informe, es decir, hacia los organismos de coordinación que se han formado en Europa derivados de la política de integración de mercados, sin entrar a valorar y comparar la integración del mercado propiamente dicha. Estos organismos dependen en gran medida del tipo de integración deseada, de las fuerzas de los distintos agentes, del calendario del proceso, de los problemas existentes, de la capacidad de llegar a una regulación por medio del consenso, etc.

Cada uno de estos aspectos puede diferir en mayor o menor medida en Europa y Sudamérica, y por lo tanto su incidencia en la conformación de los organismos de coordinación debe ser distinta.

5.1. Breve descripción de la evolución de la experiencia europea

La conformación del mercado interior europeo ha sido un proceso que ha sufrido un largo camino de debate y consenso, y que obviamente todavía no está funcionando en plenitud de condiciones de competencia. Es decir, y como se comenta posteriormente, todavía son necesarias una serie de nuevas regulaciones adicionales y aceleraciones del proceso, actuaciones hoy en discusión y negociación.

El mercado interior europeo se basa en una liberalización e incremento de la competencia a nivel de sistemas nacionales junto con una serie de reglamentaciones para el intercambio internacional, buscando un mercado único en el que todos los agentes puedan participar libremente. Realmente, hasta la fecha, los países que más han avanzado en su liberalización nacional son el Reino Unido y los Países Nórdicos. A nivel de intercambios entre países, la situación está lejos de ser un mercado único.

La base jurídica principal del mercado interior de electricidad es la Directiva sobre Normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, que entró en vigor en febrero de 1997. Pero ya anteriormente a esta Directiva, existían otros instrumentos que trataron de canalizar el incipiente mercado interior como por ejemplo, la Directiva de Tránsito por Grandes Redes, Directiva de Transparencia de precios, Fomento de Redes Transeuropeas, etc.

En cualquier caso, la Directiva actualmente en vigor es insuficiente, principalmente por dos motivos: la velocidad del proceso de apertura del mercado ha quedado obsoleta y los problemas que plantea el tránsito y la utilización de las redes, basado en un acceso negociado.

En consecuencia, la Comisión Europea ha decidido acelerar el proceso mediante una propuesta de nueva Directiva y un Reglamento “sobre las condiciones de acceso a las redes para los intercambios transfronterizos de electricidad en el mercado interior de la electricidad”.

Todos estos hitos se comentan de forma resumida en las páginas siguientes, en un orden aproximadamente cronológico según se han ido desarrollando, aunque varias de ellas han ido evolucionando en paralelo.

Adicionalmente, en el Anexo 1, se incluye una presentación más detallada de los mismos instrumentos.

5.1.1. Directiva de Tránsito por las grandes redes

Esta Directiva tiene como objetivo facilitar el tránsito interfronterizo de electricidad entre las grandes redes de alta tensión comunitarias, obligando así a los Estados miembros a adoptar las medidas necesarias para el cumplimiento de esta Directiva.

En los Considerandos de esta Directiva, la Comisión justifica el contenido de esta normativa en base a:

- Necesidad de incrementar los intercambios de electricidad por razones como la consecución del mercado interior de la electricidad, o el beneficio económico que se deriva de la reducción de las inversiones en el transporte.
- Impulso al incremento de los intercambios, de lo que se deriva la mejora técnica de las redes e interconexiones garantizando “un suministro óptimo a todos los ciudadanos de todas las regiones de la Comunidad”.

El alcance de esta normativa está limitado a las redes de alta tensión, excluyéndose expresamente la distribución. Para la existencia del tránsito se deben cumplir los siguientes requisitos:

- El transporte de electricidad debe implicar el cruce de al menos una frontera intracomunitaria.
- La red de origen o de destino debe estar en territorio de la UE.
- El tránsito ha de efectuarse por la entidad responsable de la red de alta tensión de el Estado o los Estados miembros implicados.

Además se crea un mecanismo de conciliación al que podrán someterse cualquiera de las partes en caso de que haya desacuerdo sobre las condiciones del tránsito.

5.1.2. Directiva de Transparencia de Precios

Esta Directiva fue adoptada en el marco del desarrollo del mercado interior de la energía y proporciona a la Comisión la base jurídica que le permite obtener la información necesaria sobre los precios facturados a los grandes consumidores finales, información imprescindible para lograr un mayor nivel de transparencia de dichos precios.

5.1.3. Redes Transeuropeas

Uno de los principales problemas a los que se enfrenta la implementación de mercados regionales es la escasez de capacidad de las interconexiones internacionales. La promoción de su crecimiento ordenado y remunerado correctamente así como su uso no discriminatorio debe ser uno de los objetivos primordiales de cualquier mercado regional.

La idea de las redes transeuropeas ya fue propuesta en el Consejo Europeo de Estrasburgo en 1989, bajo la Presidencia francesa, debido a la necesidad de Francia de desarrollar sus interconexiones eléctricas para dar salida a sus excedentes de producción. No obstante, esta idea fue bien recibida por los demás Estados miembros, ya que la implantación del Mercado Único venía a justificar y apoyar la idea de las redes transeuropeas.

Serán objeto de aplicación de la política de la UE en materia de redes transeuropeas las líneas de alta tensión para un transporte interregional o internacional incluyendo las líneas submarinas y exceptuando las líneas de distribución.

La Comisión de la UE ha establecido una serie de prioridades en materia de redes transeuropeas que se resumen en:

- Conexión de las redes aisladas a las redes interconectadas europeas.
- Desarrollo de las interconexiones interiores de los Estados miembros así como de las interconexiones entre distintos Estados.
- Desarrollo de las interconexiones con los países terceros de Europa y la cuenca mediterránea.

Los criterios de selección que se aplican a la elegibilidad de los proyectos son:

- El grado de contribución a los objetivos y prioridades.
- Los proyectos deben ser potencialmente viables económicamente, pero tendrían una rentabilidad financiera insuficiente.
- La madurez del proyecto.
- La solidez del paquete financiero.
- Los efectos socioeconómicos.
- Las consecuencias medioambientales.

5.1.4. Directiva sobre Normas Comunes del mercado interior de electricidad

La Directiva sobre Normas Comunes del mercado interior de electricidad es el instrumento de mayor incidencia en la creación del mercado regional europeo de electricidad.

En ella se definen los aspectos básicos de la organización del mercado :

- Normas generales sobre organización del sector.
- Generación.
- Operación de la red de transporte.
- Operación de la red de distribución.
- Separación y transparencia contable.
- Organización de acceso a la red.

En el Anexo 1 se explican en detalle los desarrollos de los puntos anteriores

5.1.5. La Carta Europea de la Energía

La Carta Europea de la Energía no es un instrumento que esté relacionado directamente con la implementación del mercado interior de electricidad europeo. Fundamentalmente se trata de un mecanismo de protección de las inversiones relacionadas con la energía, que provengan de las empresas de Europa Occidental y a desarrollarse en la Europa Central y del Este.

Sin embargo, consideramos que es un buen ejemplo de cómo gestionar inversiones energéticas cuyo origen y destino están en países con regulaciones muy diferentes.

El objetivo del Tratado es establecer un marco legal para fomentar la cooperación a largo plazo en el campo de la energía, basado en las consecución de complementariedades y beneficios mutuos

El Tratado establece las condiciones normales del comercio de los productos energéticos, favoreciendo la creación de un mercado abierto y competitivo

Se incluyen disposiciones concretas sobre el fomento de la competencia y el libre tránsito de los productos energéticos evitando cualquier tipo de discriminación.

5.1.6. Propuesta de modificación de la Directiva sobre Normas Comunes

Actualmente la Comisión Europea está trabajando en una nueva propuesta de Directiva que modifica la Directiva 96/92/CE sobre Normas Comunes del mercado interior de la electricidad y la Directiva 93/98 sobre el mercado interior del gas, con el objeto de avanzar en la creación de un verdadero mercado interior de la energía. Según el texto de borrador de la propuesta que se está discutiendo actualmente, las principales modificaciones a la Directiva que se proponen son las siguientes:

- **Apertura del mercado.**

Se propone la apertura a la competencia para todos los clientes no domésticos en el 2003, y la plena apertura para todos los clientes en el 2005.

- **Acceso a las redes.**

El acceso de terceros a las redes de transporte y distribución debe basarse en tarifas reguladas y publicadas, establecidas o aprobadas por una autoridad reguladora independiente.

- **Simplificación de la Directiva anterior.**

Elimina ciertos aspectos u opciones de la anterior Directiva que se han considerado poco prácticos e innecesarios al no haber sido elegidos por los Estados miembros, como el procedimiento de licitación para nuevas capacidades de generación (salvo por razones de seguridad de suministro), o el sistema de comprador único para el acceso a las redes. También se elimina la obligación de notificar a la Comisión Europea las negativas de autorización para la construcción de nuevas instalaciones de generación, por considerarla una carga administrativa innecesaria.

- **Unbundling del Operador del Sistema de Transporte.**

El nuevo texto establece que salvo que el Sistema de Transporte sea totalmente independiente de las demás actividades no relacionadas con el transporte en términos de propiedad, el Operador del Sistema de Transporte deberá ser independiente, al menos en términos jurídicos, su organización y toma de decisiones, de las otras actividades no relacionadas con el transporte.

Se exigen asimismo una serie de medidas para garantizar la independencia del gestor del transporte frente a otros intereses comerciales del grupo. Estas exigencias mínimas son:

- I. Los responsables de la gestión del sistema de transporte no podrán participar en las estructuras de la empresa responsable, directa o indirectamente, de la gestión diaria de las actividades de generación, comercialización y suministro, del grupo verticalmente integrado.
- II. Se deberán adoptar las medidas adecuadas para garantizar que los intereses personales de los gestores de las empresas de transporte son tenidos en cuenta, de forma que se garantice su capacidad para actuar de forma independiente.
- III. El Operador del Sistema de Transporte deberá ejercer un control total sobre todos los activos necesarios para operar, mantener y desarrollar la red.
- IV. El Operador del Sistema de Transporte debe establecer un programa de medidas dirigidas a garantizar la exclusión de toda conducta discriminatoria, incluidas obligaciones específicas para los empleados.

- **Inversiones en transporte.**

Se incluye una nueva disposición que prevé que los Estados miembros podrán exigir a los Operadores del Sistemas de Transporte que cumplan determinados niveles de inversión para el mantenimiento y desarrollo del sistema de transporte incluida la capacidad de interconexión.

- **Organismos reguladores.**

El nuevo texto prevé que los Estados miembros establezcan autoridades reguladoras independientes, con competencias, entre otras, para establecer o aprobar las tarifas de transporte y distribución. Estas tarifas serán fijadas de forma que se reflejen los costes relativos al transporte transfronterizo de electricidad. Estas autoridades serán también responsables de la implementación de las normas sobre gestión y asignación de la capacidad de interconexión.

5.1.7. Propuesta de Reglamento de Tránsito Transfronterizo

La Comisión Europea está trabajando en la elaboración de un Reglamento relativo a las condiciones de acceso a las redes para el comercio transfronterizo de electricidad denominado “Reglamento sobre las condiciones de acceso a las redes para los intercambios transfronterizos de electricidad en el mercado interior de la electricidad”.

Según la exposición de motivos del borrador, el objetivo último de la directiva eléctrica es la creación de un único mercado integrado, y no quince mercados nacionales más o menos liberalizados. Sin embargo, este objetivo no se ha logrado con la Directiva eléctrica. El comercio transfronterizo de la electricidad supone actualmente el 8% del total de la generación en la Unión Europea, por lo que el fomento del comercio transfronterizo debe ser una prioridad a través del desarrollo de mecanismos adecuados, incluidos los instrumentos regulatorios para la tarificación transfronteriza y la gestión de congestiones.

La Directiva eléctrica no recoge normas específicas para las transacciones transfronterizas de electricidad, pero según la Comisión Europea esto no significa que esta cuestión pueda resolverse exclusivamente a través de medidas nacionales. Esta cuestión debe ser tratada a través de la acción conjunta a nivel comunitario. Por este motivo inició ya en 1998, el conocido Foro de Florencia cuyos logros son reconocidos por la Comisión, pero cuya experiencia ha demostrado la necesidad de adoptar un instrumento legislativo que establezca un proceso claro de toma de decisiones para avanzar en la resolución de los problemas de la tarificación del transporte transfronterizo y la gestión de las congestiones.

Por este motivo, el objetivo del nuevo Reglamento es establecer un marco para el comercio transfronterizo de electricidad. El borrador de reglamento recoge en términos generales lo siguiente:

- Normas relativas a la tarificación del transporte transfronterizo basado en el principio de compensaciones entre TSOs por los tránsitos de electricidad.
- Un cierto grado de armonización de las tarifas de acceso a los sistemas nacionales, en la medida en que ésta es necesaria para excluir posibles efectos distorsionantes.
- Principios básicos para la asignación de la capacidad de interconexión disponible.
- Disposiciones relativas a la obligación del intercambio de información y a su confidencialidad.

5.1.8. Foro de Florencia

El Foro de Florencia reúne a todos los organismos reguladores de los países de la Unión Europea, con el objetivo de llegar mediante consenso a precisar con más detalle aspectos de la regulación del mercado interior de electricidad.

Debido al fracaso del Foro de Florencia de poner en marcha un sistema no discriminatorio de tarifas transfronterizas, la Comisión Europea está amenazando con clausurar el Foro de Florencia y crear un borrador de legislación que desarrolle este tema.

El objetivo del Foro de Florencia es contribuir a la creación de un verdadero mercado interior eléctrico a través del desarrollo de mecanismos de tarificación transfronteriza y gestión de congestiones. En la reunión del pasado mes de marzo se acordó un marco general de tarifas transfronterizas que se implementaría temporalmente durante un año mientras se negociaban los detalles de un sistema permanente.

Sin embargo, persistían diferencias entre los Operadores de los Sistemas de Transporte sobre como recaudar los fondos necesarios para pagar los costes que se derivan del tránsito transfronterizo. En la última reunión del Foro de Florencia de 16 de noviembre se produjo un *impasse* en las negociaciones sobre el sistema permanente y fracasó la implementación de un sistema temporal. La causa de este fracaso fue que aunque la mayoría de los Estados miembros estaban de acuerdo en repartir los costes entre todos los usuarios de la red, tres Estados miembros (Alemania, Francia y Bélgica) continuaban insistiendo en una tasa de exportación de alrededor de 2 Euros/MWh.

Bajo tales circunstancias, la Comisión manifestó que la introducción de un sistema provisional llevaría a un grado inaceptable de discriminación entre operadores y distorsionaría el mercado.

Aunque los representantes del Foro de Florencia señalaron la necesidad de un progreso rápido en el desarrollo de un sistema de tarifas definitivo, y aceptaron la intención de los reguladores europeos de presentar una propuesta a principios de este año, está claro que el procedimiento de un consenso voluntario ha fallado debido a la intransigencia de intereses particulares. Aunque fuentes oficiales de la DG Tren tienen todavía esperanza de que se alcance un acuerdo voluntario, el Gabinete de la Comisaria de Energía, Loyola de Palacio, está amenazando discretamente con cortar

los fondos de administración del Foro de Florencia y reenfoque este tema a través de legislación, si los Operadores de los Sistemas de Transporte no alcanzan un acuerdo voluntario rápidamente. De hecho, Loyola de Palacio manifestó en el Consejo de Energía del 5 de diciembre que el borrador de legislación estaría listo a primeros de año.

A primeros de año, la Comisión Europea hizo público una Propuesta de Reglamento del Parlamento y del Consejo sobre las condiciones de acceso a las redes para los intercambios transfronterizos de electricidad en el mercado interior de la electricidad.

En el artículo 10 de esta Propuesta de Reglamento se establece la necesidad de creación de un Comité Regulatorio compuesto por representantes de los Estados miembros, en particular los organismos reguladores nacionales, y presidido por un representante de la Comisión de la UE.

Este Comité actuaría como un Órgano Consultivo. La Comisión de la UE tomará en cuenta las opiniones emitidas por este Comité Regulatorio.

5.2. La influencia mutua en las organizaciones europeas UCTE, NORDEL y ETSO en la conformación del mercado interior de electricidad

Todos los instrumentos comentados en el apartado anterior han sido influenciados y, a su vez han influenciado a los organismos de coordinación de los mercados.

Los primeros pasos de integración del mercado europeo se realizaron mucho antes de que empezaran a debatirse las directivas del mercado interior. Tanto la normativa para la coordinación técnica como las primeras regulaciones de intercambios internacionales tuvieron lugar en la UCTE y NORDEL. Se podría afirmar que el mercado interior europeo no habría podido implementarse con la velocidad que se le ha requerido, si no hubiera habido el trabajo previo de integración técnica y económica que han realizado UCTE y NORDEL.

En numerosas ocasiones la implementación de las regulaciones, el apoyo técnico a los reguladores, los análisis de viabilidad, etc, han necesitado el apoyo, el soporte técnico y el know-how de las empresas eléctricas, aglutinados en los organismos anteriormente descritos.

Por su parte, también la implementación del mercado interior ha supuesto una gran influencia en dichos organismos. La propia creación del ETSO, la transformación de UCPTTE en UCTE, el Foro de Florencia, los cambios de estatutos y funciones, etc, han sido motivados principalmente por la implementación del mercado interior en Europa.

5.2.1. UCTE

Claramente el proceso liberalizador de la UE ha afectado profundamente a la originaria UCPTTE. Desde su creación ha sufrido dos grandes cambios de estatutos que son consecuencia de dicha liberalización y en este momento se está de nuevo en un proceso de cambio debido al mayor avance de la liberalización del mercado Eléctrico.

Es más, la desverticalización del sector eléctrico con propietarios de las redes de transporte y los operadores del sistema independizados de los generadores, provocó la desaparición de los productores de UCPTTE pasando a denominarse UCTE.

Así, la UCTE ha desarrollado las siguientes funciones y actividades directamente relacionadas con la implementación del mercado interior :

- Coordinación del funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados de manera síncrona, fundamentalmente para la seguridad de funcionamiento.
- Coordinación del funcionamiento de las interfaces con los sistemas eléctricos a ella interconectados con el fin de realizar una buena gestión de las interacciones.
- Mejora general de las técnicas aplicadas gracias al intercambio de experiencia entre sus miembros.
- Búsqueda de la interoperabilidad de los sistemas eléctricos estableciendo las condiciones técnicas y de organización para facilitar los intercambios de energía y la mutua asistencia para el conjunto de las líneas de interconexión actuales y futuras.
- Apertura del acceso no discriminatoria a las redes de transporte en los Estados miembros del Mercado interior Europeo de electricidad conforme a su legislación nacional y a la Directiva 92/92/CE

5.2.2. NORDEL

Los factores más importantes, citados a continuación, han contribuido mucho a la evolución y adaptación de las condiciones previas para la cooperación entre los países nórdicos:

- La tendencia continuada hacia la liberalización en el mercado eléctrico europeo.
- La decisión adoptada por Noruega, en 1991, al abrir su mercado de generación y distribución eléctrica a la competencia, y separar estas actividades del monopolio natural, todavía regulado, de la red.
- La creación en 1996 de NordPool. El primer sistema creado en el mundo, para el intercambio internacional de electricidad, que utiliza mancomunadamente los recursos eléctricos de los países.

Debido a los factores mencionados anteriormente, NORDEL inició su adaptación en 1993 mediante la modificación de sus Estatutos, para adaptarlos mejor a la estructura actual, que separa las redes de las restantes actividades de las empresas.

Los Estatutos modificados que NORDEL adoptó en 1998 exigen la representación tanto del sector que explota las redes como el de generación. Pero la versión más reciente, adoptada en Junio 2000, dispone que los miembros de NORDEL han de representar exclusivamente empresas que explotan sistemas.

Los Estatutos modificados definen con mayor claridad los cometidos respectivos de las empresas que explotan los sistemas y los de las empresas que actúan en el mercado.

Desde la creación de NORDEL en 1963, este organismo ha jugado un papel activo e importante en el desarrollo del sector eléctrico y energético en los países Nórdicos NORDEL ha estado activamente involucrado en el proceso de creación de ETSO y ha desarrollado una participación activa en la formulación y en el establecimiento de soluciones para promover el desarrollo y la apertura del mercado europeo de electricidad.

Las experiencias más relevantes y los resultados que ha conseguido NORDEL son :

- Se ha logrado el uso optimizado de la capacidad existente para disminuir los costes de generación
- Necesidad decreciente de capacidad de reserva debido al intercambio de energía entre los países, aunque a veces ha habido diferentes opiniones en relación a los métodos para el manejo de las puntas de demanda y como debe usarse la electricidad. El tamaño de la capacidad de back-up ha sido un tema favorito de discusión.

- Mayores posibilidades de conseguir soporte mutuo durante incidentes severos u otras circunstancias comprometidas, tales como años secos en el prerrequisito para construir líneas de transmisión, sistemas hidráulicos o escasez de combustibles ha sido un buen resultado de la cooperación de NORDEL
- Reglas comunes para el dimensionamiento de las líneas de transmisión y las redes internas ha sido uno de los aspectos en el sector eléctrico que NORDEL ha resuelto.
- Durante los años secos y húmedos en los países nórdicos el flujo físico de electricidad a través de Suecia ha sido muy alto y esto ha dado la oportunidad de ganar dinero tanto en la exportación como en la importación. Esto no siempre ha sido apreciado por Finlandia y Noruega, pero al mismo tiempo debe considerarse que este tipo de negocios al ser un país de tránsito puede causar necesidades de expandir el sistema de transporte.
- Se han desarrollado especificaciones técnicas comunes para la compra de centrales térmicas. Sin embargo, ha habido dificultades severas para acordar estas especificaciones, ya que hay condiciones diferentes muy grandes y deseos entre los países nórdicos.
- Intercambio de información que ha ayudado a incrementar el nivel de conocimiento técnico, económico y administrativo en las compañías de electricidad nórdicas.
- Se ha hecho realidad la creación de una atmósfera y una cultura de cooperación entre los expertos involucrados en el trabajo de NORDEL.
- NORDEL ha dado a las compañías eléctricas un método eficiente de comunicación con los entes políticos de los países nórdicos y con los organismos internacionales.
- NORDEL ha proporcionado a las empresas una posición más fuerte, tanto a corto como a largo plazo, en los temas importantes de las empresas
- La desregulación, la competencia, los intercambios de electricidad, etc no hubieran sido posibles si NORDEL no hubiera preparado el camino. Las reglas consensuadas sobre los parámetros del sistema estuvieron preparadas bastante antes de la apertura de los mercados transfronterizos.

5.2.3. ETSO

La fundación de ETSO no debe analizarse de forma aislada del resto de las organizaciones citadas anteriormente por la repercusión que tiene sobre estas últimas.

ETSO es el organismo que con mayor rotundidad se puede afirmar que ha sido creado, por la existencia del mercado interior, para servir de soporte los operadores de los

sistemas eléctricos nacionales a la regulación e implementación de las normas técnicas y regulatorias para un uso transparente de las redes.

Tanto UCTE como NORDEL enfocan su actividad a los asuntos técnicos asociados al comercio internacional de electricidad, junto con el mantenimiento de la operación segura de la red. ETSO asume desde su creación el desarrollo de los principios económicos fundamentales para la gestión del mercado internacional de electricidad y el acceso a las redes en los países de la Unión Europea.

5.3. Aplicabilidad de la experiencia de los organismos europeos a Sudamérica

En los puntos anteriores se han ido presentando los instrumentos y organismos que Europa, tanto en la zona UCTE como en la zona NORDEL, ha ido implementando en la conformación de los mercados regionales de electricidad.

En la tabla siguiente, se identifican los elementos más relevantes para el desarrollo de un mercado regional en Sudamérica y en Europa, analizando sus diferencias todo ello principalmente enfocado hacia el diseño y justificación de las organizaciones de coordinación del mercado regional.

EVOLUCION DE LA INTEGRACIÓN EN EUROPA Y SU APLICABILIDAD EN SUDAMERICA

Evolución del mercado regional	Acciones realizadas en Europa	Aplicabilidad a Sudamérica
<p>Necesidad de interconectar sistemas principalmente por motivos de fiabilidad y seguridad de abastecimiento</p>	<p>Creación de UCPTTE y NORDEL, que coordina a generadores mediante recomendaciones técnicas.</p>	<p>El enfoque es distinto. Las interconexiones están asociadas a un intercambio económicamente beneficioso para ambas partes.</p> <p>La armonización técnica se resuelve particularmente en cada interconexión</p> <p>El mercado marca la velocidad de la integración.</p> <p>No es necesario que la primera organización sea exclusivamente técnica.</p>

Evolución del mercado regional	Acciones realizadas en Europa	Aplicabilidad a Sudamérica
<p>Coordinación de sistemas debido al incremento de intercambios internacionales</p>	<p>Se consolida la cultura de cooperación técnica entre países</p> <p>UCPTE y NORDEL asumen el cálculo de desvíos de los programas de intercambio</p>	<p>El ritmo de nuevas interconexiones será muy rápido. La consolidación de la cooperación será más difícil.</p> <p>La cultura de cooperación técnica deberá asumirse rápidamente conjuntamente con la económica.</p> <p>Se necesitarán los primeros lineamientos regulatorios en los incipientes mercados regionales</p> <p>Los intercambios internacionales y el uso de las interconexiones deber ser reguladas por algún organismo, y aceptado por todos.</p>
<p>Alta densidad de infraestructura eléctrica (mallado internacional, nuevas anexionas al sincronismo)</p>	<p>UCPTE asume más protagonismo, emite normas de obligado cumplimiento para anexas nuevos países, capacidad de interconexiones, tránsito por terceros países.</p>	<p>Sudamérica tiene un mayor tamaño geográfico y menor densidad de infraestructura y, por lo tanto, podría solucionarse también con acuerdos técnicos bilaterales. No existen tránsitos por terceros países hasta ahora.</p>
<p>Presión política de la UE, al principio ajena al sector eléctrico, para integrar los mercados eléctricos</p>	<p>Creación de EURELECTRIC, como organismo de lobby ante la Unión Europea, en defensa de las opiniones de las empresas eléctricas, que en muchos casos prefieren la situación anterior</p>	<p>Presión política más suave de MERCOSUR, CAN y ALCA.</p> <p>El sector eléctrico privado presiona en la mayoría de los países a favor de la integración.</p> <p>No existe necesidad manifiesta de lobby político. CIER puede asumir las funciones de ser un foro donde poner en común los intereses políticos y económicos</p>

Evolución del mercado regional	Acciones realizadas en Europa	Aplicabilidad a Sudamérica
<p>Primeros instrumentos de integración del mercado como paso previo a la Directiva del Mercado interior.</p>	<p>Directiva de Tránsito por las grandes Redes</p> <p>Directiva de Transparencia de Precios</p> <p>Fomento de Redes Transeuropeas</p>	<p>Sudamérica puede tener el privilegio de abordar la regulación del mercado regional de una forma más ordenada que en Europa, siempre y cuando problemas puntuales de suministro no supongan una regulación precipitada.</p> <p>Por lo tanto, no es necesaria una fase previa que resuelva aspectos parciales. Todos los aspectos pueden desarrollarse conjuntamente en una regulación regional completa.</p> <p>En paralelo, esta regulación debe ir consensuando los mecanismos para regular el fomento, uso y remuneración de las interconexiones basándolos en un acceso no discriminatorio</p>
<p>Se desverticaliza el sector eléctrico. Aparece el concepto de transportistas y operadores de sistema</p>	<p>La UCPTTE se transforma en UCTE, desapareciendo los generadores.</p> <p>Los operadores de sistemas se responsabilizan de la fiabilidad y seguridad</p> <p>En NORDEL se sustituyen a los generadores por los operadores de sistemas</p>	<p>En la mayoría de los sistemas eléctricos sudamericanos, las actividades están desverticalizadas.</p> <p>Las entidades responsables de la operación del sistema deben cooperar y armonizar reglamentos y normas técnicas de interconexión que garanticen la fiabilidad y seguridad del sistema interconectado</p>
<p>Motivado por las Directivas de la UE, se homogeneiza el grado de liberalización de los países. Aparecen problemas de armonización regulatoria</p>	<p>La Unión Europea impulsa la creación del Foro de Florencia (Foro de reguladores) sin poder legislativo y que no logra llegar a los consensos deseados por la UE</p>	<p>Es de suponer que los problemas de armonización regulatoria detallada son similares.</p> <p>Es fundamental que los reguladores regionales tengan poder suficiente para lograr unos lineamientos mínimos para la conformación de los mercados regionales.</p>

Evolución del mercado regional	Acciones realizadas en Europa	Aplicabilidad a Sudamérica
El operador de sistema independiente se vuelve una figura clave en la implantación del mercado interior. Hay que regular en detalle el tránsito internacional	La UE impulsa la creación de ETSO, como asociación de organismos de operadores de sistema, para lograr la implantación de la directiva. Además, el ámbito geográfico de UCTE no es válido para la UE	Varios países tienen implantada la figura de operador del sistema, lo que facilita la integración. Además de los aspectos técnicos se deben abordar la regulación de aspectos económicos : peajes, servicios auxiliares, congestiones, etc.
Se implanta poco a poco el mercado interior europeo de electricidad	Sólo NORDPOOL regionaliza una bolsa de intercambios. El resto de Europa se basa en acuerdos bilaterales a nivel internacional y/o intercambios nacionales	Sudamérica puede optar por ambos sistemas : bolsas regionales de intercambio y/o acuerdos bilaterales
La UE, ahora con el acuerdo del sector eléctrico, intenta ir más rápido en la implantación del mercado interior.	Borrador de nueva Directiva. Se potencia un Grupo de Reguladores de apoyo y consejo a la UE, que se erige como regulador regional en detalle Decae el Foro de Florencia	Cuanto más rápido quiera establecerse un mercado regional, y por lo tanto su regulación, más poder debe tener el Regulador Regional.

Como se puede concluir del planteamiento de la tabla anterior, la implementación de los mercados regionales es una tarea compleja, con múltiples interrelaciones y, a priori, es difícil establecer como pueden contribuir los organismos internacionales a la implementación de dicho mercado.

El análisis anterior muestra que una cierta parte de las experiencias y métodos de trabajo de los organismos europeos (NORDEL, UCTE, ETSO) pueden ser utilizadas e implementadas adaptándolas, en lo necesario, en Sudamérica.

Como conclusión, y a la vez como punto de partida para el diseño de los organismos regionales, se puede resumir que las principales diferencias, algunos pueden ser obstáculos, que presenta el mercado sudamericano en la configuración de un mercado regional son :

- Deseo de los agentes privados del sector de integrar sus mercados.
- Eficiencias económicas claras tras la integración de mercados.
- Gran heterogeneidad en el grado de desarrollo de la liberalización del sector eléctrico de los países, apareciendo diferencias significativas en sus regulaciones.
- Diferencias significativas en cuanto a desarrollo del mercado regional en el Norte y en el Sur de Sudamérica.
- Diversidad en el impacto que tiene el sector eléctrico en la economía de cada país.
- Diferencias culturales en el campo de la cooperación del sector eléctrico que implican visiones distintas sobre la integración de mercados.
- Escasez de interconexiones internacionales. Escasa experiencia de coordinación técnica de mercados.
- Los propietarios de las interconexiones y redes de transporte pueden ejercer su posición de dominio en su uso. Necesidad de separar la transmisión y la operación de los sistemas eléctricos de las otras actividades eléctricas: generación y distribución – comercialización.

En consecuencia, el diseño de las organizaciones de coordinación debe tener en cuenta los aspectos anteriores, pues su funcionamiento viene determinado por un adecuado entorno político, regulatorio, económico y técnico que permita que dichos organismos puedan desarrollar sus funciones de una manera eficiente.

Estos prerrequisitos del entorno en que deben desenvolverse dichos organismos y que deben ser asumidos por todos los agentes participantes, se presentan en mayor detalle en el capítulo 6.



6. PLANTEAMIENTO ESTRATÉGICO DE LOS ORGANISMOS DE COORDINACIÓN

6.1. Premisas

6.1.1. La integración regional

Cualquier proceso de integración económica regional a nivel sectorial, involucrando a varios países, necesita estar apoyado y soportado por una serie de medidas que faciliten su desarrollo o en su caso evitar que se decidan actuaciones empresariales o políticas que dificulten su implantación.

Las experiencias habidas en otras regiones del mundo, principalmente Europa, demuestran que la integración económica regional es un proceso difícil, de intereses contrapuestos, donde es necesario encontrar el punto de equilibrio entre la protección y defensa de las soberanías económicas nacionales y las ventajas que supone la integración de los mercados.

Un sector industrial, por mucho voluntarismo que muestren sus agentes, no puede aspirar hoy en día hacia una integración de su mercado sectorial, sin que existan, al menos inicialmente, una serie de condiciones económicas de mayor rango que protejan los mecanismos implementados.

Desde el otro punto de vista, el sector industrial que decida integrarse regionalmente, no debe ir en contra de las normativas existentes en dicha región relativas al comercio y regulación internacional.

6.1.2. La integración regional eléctrica

La integración regional eléctrica, o incluso energética, no es muy distinta a la de otros sectores. Todos los agentes involucrados, entendiendo agentes en su sentido más amplio: gobiernos, reguladores, generadores, distribuidores, comercializadores, consumidores, etc, mantienen intereses a veces contrapuestos en la evolución del sector hacia una integración regional.

En teoría, pueden existir de entrada barreras impuestas por los intereses legítimos de los gobiernos de los países :

- No quieren concentrar su suministro energético en un solo tipo de recurso natural, por lo que la seguridad de suministro conlleva la diversidad de fuentes.

- Quieren controlar el origen de su suministro energético, diversificando sus fuentes geográficas de suministro, evitando la dependencia concentrada en otro país.
- Quieren proteger y optimizar económicamente sus recursos naturales, manteniéndose en el mayor grado posible de autoabastecimiento y tratando de maximizar sus exportaciones y minimizar sus importaciones.
- Quieren atraer hacia su país el mayor monto de inversión posible preferiblemente de capital extranjero, lo que supone mayor desarrollo, empleo, etc.
- Utilizan la electricidad y su precio como un instrumento propio de política económica: control de inflación, desarrollo de zonas deprimidas, etc.
- Pueden desear introducir competencia en algunas de las actividades del sector eléctrico, lo que puede llevar a una disminución de precios.

Por su parte, los agentes del sector pueden mantener otros intereses también legítimos:

- Los generadores intentan asegurar la venta de su producción al precio más alto posible en el país donde están implantados, pero desean la existencia de un mercado regional porque les posibilita tener un mayor número de compradores potenciales, lo que les disminuye el riesgo de su inversión.
- Otros generadores, que no sean eficientes o con combustibles caros, pueden preferir mantener un status de mercado cautivo de venta pues, en caso de integración regional y en competencia, su producción no sería vendida.
- A los distribuidores / comercializadores les interesa diversificar sus compras de electricidad, accediendo a precios más baratos, lo que les permitirá rentabilizar en mayor medida su negocio de reventa al consumidor final.
- Los consumidores, principalmente los grandes, desean un precio menor de la electricidad siempre y cuando se les garantice la calidad y seguridad del suministro.
- Todos los agentes desean mejorar la seguridad de suministro, disminuyendo las penalizaciones a la vez que mejoran la calidad del servicio.
- Todos los agentes desean compartir, lo que les supone disminuir costes asociados a la globalidad del sistema eléctrico: capacidad de reserva, complementariedad de curvas de carga entre países, etc.

De una manera muy resumida, se puede concluir que el fin último de la integración eléctrica es una disminución del precio final al consumidor, manteniendo unos niveles de calidad y seguridad de suministro, a la vez que asegurando una justa rentabilidad a los diferentes negocios del sector eléctrico.

En este entorno es muy posible que la integración eléctrica regional en cualquier lugar del mundo se encuentre con dos fuerzas contrapuestas. La primera proviene de los agentes (privados) del sector que apoyan sin reservas la integración. La segunda, en contra de la integración, provendría de aquellos gobiernos que prefieren mantener al sector eléctrico como instrumento de su política económica.

En nuestra opinión, alguien debe asumir el protagonismo de aunar intereses y consensuar los objetivos de integración. En Europa, este “alguien” ha sido la propia organización política de la Unión Europea. Pero la Unión Europea tenía unas premisas de actuación claras: primero, tiene un objetivo claro de mercado único con libre circulación de personas, capitales y mercancías. Segundo, tiene una fuerza regulatoria, de obligado cumplimiento, que en su medida, ha forzado a los países a aceptar la integración eléctrica regional.

En consecuencia, el éxito de los procesos de integración eléctrica regional depende de que los mecanismos que se utilicen logren aunar estos intereses contrapuestos en la consecución de un objetivo de consenso, en su forma de implementación y en sus fases, debiendo cada una de las partes hacer concesiones en aras de conseguir dicho objetivo común.

6.1.3. La integración regional eléctrica en Sudamérica

La situación de integración eléctrica regional en Sudamérica, además de compartir el entorno general descrito anteriormente, debe ser analizada teniendo en cuenta los acuerdos regionales actualmente en vigor, MERCOSUR y PACTO ANDINO, cuyos objetivos últimos confirman la importancia de la integración regional económica, integración en la que el sector eléctrico no se mantiene al margen.

Es decir, se puede concluir que la integración eléctrica sudamericana encuentra un marco político positivo que reconoce y apoya dicha integración.

Este marco, que debe ser compartido y asumido por todos los agentes y autoridades relacionadas con el sector eléctrico, se puede resumir en una visión de largo plazo, económica y regulatoriamente factible, que fomente una integración, paso a paso, desde los mercados eléctricos nacionales hacia uno o unos mercados regionales integrados.

Entrando en detalle en las premisas que debe asumir dicho marco, podemos agruparlas en dos ámbitos distintos :

➤ **Los agentes involucrados aceptan una implementación escalonada :**

- El desarrollo no debe ser impuesto por una regulación centralizada, sino que deberá ser un proceso bajo el paraguas del entendimiento y objetivo común y con la supervisión de las organismos propuestos.
- El desarrollo se basará, en principio, en iniciativas multilaterales y se iniciará allí donde los beneficios de la cooperación puedan ser reconocidos y financiados antes que otras prioridades.
- La velocidad del proceso dependerá del acuerdo entre los agentes y los decisores políticos y, en cualquier caso, es un proceso cuya implantación requerirá varios años.
- Los agentes deben reconocer que los contratos internacionales existentes podrían dificultar, impedir o retrasar el desarrollo deseado.
- Las diferencias de desarrollo de la integración entre la zona MERCOSUR y la zona PACTO ANDINO no deben suponer un obstáculo para la integración de ninguno de las dos regiones. Es más, las experiencias y adelantos que pueda obtener la zona MERCOSUR deben proporcionar a la zona del PACTO ANDINO un camino a seguir para lograr una posterior integración regional homogénea en toda Sudamérica.

➤ **Deben desarrollarse un conjunto de reglas, que pueden ser la base para el desarrollo del futuro sector eléctrico común.**

El proceso que va a iniciarse debe llevar a Sudamérica hacia un sistema eléctrico más interrelacionado así como eficiente, el cual debe usar no solo los recursos existentes en el continente en una dirección racional, sino que también debe ser el conductor del desarrollo económico del continente y al mismo tiempo fomentar un desarrollo técnico y financiero del sector de la electricidad, en beneficio tanto de los agentes existentes como de los futuros.

La desregulación y liberalización de los mercados eléctricos nacionales ya ha recorrido un largo camino en la mayoría de los países, aunque la situación legal, económica y técnica en Sudamérica todavía muestra diferencias significativas entre los países del Norte y del Sur.

Por ello, es muy importante lograr un entendimiento conjunto de la situación final deseada, lo que conllevará a un marco bajo el cual puedan converger las decisiones parciales y acuerdos bilaterales a ir implementando en la región. El camino hacia la integración de un mercado eléctrico abierto, liberalizado, técnicamente eficiente debe estar basado en los siguientes criterios :

- General. Iniciar un proceso en el cual se consiga un acuerdo entre los agentes sobre las líneas y principios generales de definiciones eléctricas, normas y regulación en Sudamérica. Un consenso global para que el sector se encamine hacia una organización y una estructura básicamente no discriminatorias. Aceptar de común acuerdo una visión regional para la generación, transmisión y consumo de electricidad. Aceptar que los desacuerdos deben ser solucionados conforme a unos procedimientos acordados conjuntamente.
- Producción. La nueva capacidad de producción puede apoyarse básicamente en permisos u ofertas, pero los criterios para la producción deben abrirse y quedar expuestos a las reglas del mercado.
- Red de transmisión. La red de transmisión debe ser gestionada por los Operadores del Sistema con unas condiciones y reglas conocidas por todos los agentes. La gestión de la red de transmisión debe estar lo suficientemente separada de la producción y de los agentes comercializadores. El acceso a los mercados debe estar abierto y preferiblemente basado en el libre “acceso de terceros”. Los precios de la transmisión deben ser públicos y no discriminatorios. Asimismo, la planificación de la expansión de las redes de transmisión nacionales tendrán que estar coordinadas con el desarrollo de las interconexiones.
- Ventas. Un decidido deseo de incrementar el número de consumidores elegibles, no cautivos, permitiendo la libertad de seleccionar el propio suministrador. Durante el desarrollo del proceso debe definirse un nivel mínimo común para los años objetivo en cada región.
- Regulación. Los Reguladores Nacionales deben compartir un entendimiento mutuo y una aceptación del proceso y estar, en cierta medida guiados, por un Organismo supervisor, un Regulador Regional que pueda ejercer sus funciones operativas.

El sistema eléctrico interrelacionado resultante deberá usar los recursos eficientemente, distribuir y vender electricidad – a buen precio – a todos los agentes en uno (o varios) mercados justos, transparentes y competitivos donde los agentes tengan tanta libertad para escoger como sea posible.

6.2. El liderazgo del proceso de integración en Sudamérica

Los principales problemas que pueden obstaculizar la creación de este mercado regional provendrán de una errónea o distinta comprensión de esta visión de largo plazo por parte de los agentes involucrados.

Los obstáculos también pueden originarse en el momento que algún agente o algún sector involucrado no acepte aspectos concretos de la implementación, o de las fases que llevarán a la integración. Como se ha comentado anteriormente, la conjunción de fuerzas e intereses para la conformación de este mercado es un requisito para el éxito y debe ser fomentado por todos los agentes.

El proceso de integración debe evitar que todos los agentes e intereses se manifiesten sin orden ni concierto, y para ello el liderazgo del proceso debe ser asumido por el colectivo que, por una parte, tenga mayor probabilidad de éxito y por otra, que esté autoconvencido de la necesidad de la integración, pero aún más, el resto de colectivos debe aceptar y apoyar al colectivo que asuma el liderazgo.

Este liderazgo puede ser asumido por distintos colectivos que presentan diferentes puntos de partida para asumirlo en los factores que influyen para su éxito. En la tabla siguiente se muestra una aproximación de los factores que contribuyen al éxito y la posición en que se encuentra cada colectivo para lograr su éxito.

Obviamente, esta tabla contiene una valoración teórica del posicionamiento de los diferentes colectivos, y debe ser tomada como una apreciación media, siendo conscientes de que esta valoración puede variar significativamente de un país a otro.

Por otra parte, esta tabla debe ser entendida en un marco amplio de la actividad económica, es decir, ha de ser analizada también teniendo en cuenta el sector eléctrico frente o en competencia a otros sectores energéticos.

IDENTIFICACIÓN DEL LIDERAZGO DE LA INTEGRACIÓN DEL MERCADO

	Gobiernos	Entes reguladores	Empresas eléctricas	Grandes Consumidores	CIER
Poder de decisión política	+++	++		+	
Influencia política	+++	++	+	++	+
Poder de decisión económica	+	++	+++	+	
Conocimiento del sector eléctrico	++	+++	+++	+	+++
Compromiso e interés	+	++	++	+	+
Independencia y autonomía en las decisiones	++	+++			++

- Como **Poder de Decisión Política**, entendido como la capacidad de cada colectivo para implementar política y legislativamente las decisiones de integración del mercado, es obvia la predominancia de los Gobiernos y de los Entes Reguladores.
- **La Influencia Política** en dichas decisiones, es decir la capacidad de cada colectivo de presionar al Gobierno para que adopte dichas decisiones, además del propio Gobierno y de su Organismo Regulador, el resto de colectivos también tienen poder para presionar, aunque ésta es una situación que varía mucho de un país a otro.
- En cuanto al **Poder de Decisión Económica**, entendido como la reacción que pueden tomar los agentes económicos como apoyo o rechazo a la política de integración, está clara la predominancia de las empresas eléctricas, que verían esta integración como nuevas oportunidades de negocio y crecimiento.
- La integración del mercado eléctrico debe realizarse desde el **Conocimiento** profundo de las peculiaridades **del sector eléctrico**. Una regulación pensada por agentes que no tienen en cuenta todas estas peculiaridades puede suponer imperfecciones en la misma. Es obvio que tanto Reguladores como empresas eléctricas y CIER poseen este conocimiento profundo del sector eléctrico.

- La integración del mercado debe contar con el **Compromiso e Interés** de todos los colectivos involucrados. En este caso, este interés se supone muy equilibrado entre todos los agentes.
- La regulación de la integración debe realizarse desde una **Independencia y Autonomía de la decisión**, que evite intereses particulares. En este sentido, Gobiernos y Organismos Reguladores independientes son los mejor posicionados para la toma de decisiones.

Tras este análisis, se deduce que el colectivo mejor posicionado para asumir el liderazgo del proceso de integración eléctrica es el colectivo de Entes Reguladores. Su comprensión del negocio eléctrico, su cercanía a los gobiernos, a los centros de decisión y a las empresas, su convencimiento de defensa de la competencia, su poder de convocatoria, etc, les sitúa en una posición comparativamente mejor que al resto de colectivos.

Sin embargo, este liderazgo y por lo tanto, el éxito de la implementación no es una tarea fácil, tal como demuestra la experiencia europea.

De dicha experiencia en Europa, se deduce que es mejor dotar desde el principio al Organismo Regulador Regional de una suficiente fuerza vinculante en sus decisiones para no caer en los mismos errores que se han cometido a nivel europeo, donde se ha tratado, y no se ha conseguido armonizar parte de la regulación del mercado interior por medio de foros de discusión, basados en el consenso de sus miembros.

Así lo ha demostrado la crisis que está sufriendo actualmente el Foro de Florencia ante su incapacidad de llegar a un acuerdo sobre temas tan relevantes para el Mercado Interior de la Energía de la UE como es la cuestión de las tarifas transfronterizas de electricidad.

Ante esta situación, la Comisión de la UE ha elaborado un borrador de Reglamento sobre las condiciones de acceso a las redes para los intercambios transfronterizos de electricidad en el Mercado Interior de Electricidad. En este Reglamento se establece la creación de un Comité Regulatorio compuesto por representantes de los organismos Reguladores de los Estados miembros, y que actuará como órgano consultivo de unas decisiones regulatorias que tomará la propia Comisión Europea.

De esta forma la Comisión de la UE da fuerza legal a lo que hasta ahora ha sido un foro de discusión, Foro de Florencia, que ha demostrado su incapacidad de llegar a un acuerdo por consenso.

En Sudamérica, para reforzar la posición de liderazgo del Organismo Regulador Regional, éste debería estar apoyado y amparado por un Acuerdo a nivel gubernamental de sus países miembros. Ya existe un precedente de acuerdo energético, aunque sólo a nivel del MERCOSUR. En el marco del Tratado de Asunción de 1991 se estableció, entre otros, un órgano técnico denominado SGT9, Política Energética. Este Subgrupo de Trabajo tiene como función principal identificar y analizar las cuestiones que obstaculizan el proceso de integración energética.

En 1998 los cinco países andinos y los cuatro del MERCOSUR suscribieron un Acuerdo marco para la creación de la Zona de Libre Comercio. El estado actual de las negociaciones entre los dos bloques subregionales tiene como meta establecer, en el plazo más breve posible, la zona de libre comercio. El tema energético está incluido implícitamente en la agenda de negociaciones, en el contexto del tratamiento del desarrollo de infraestructuras regionales.

El desarrollo de estos acuerdos facilitaría el desarrollo de la regulación eléctrica a nivel regional, fundamental para la integración regional del sector eléctrico sudamericano, además de dar fuerza a las decisiones que tome el Organismo Regulador Regional.

Adicionalmente, Sudamérica cuenta ya con una cierta experiencia de coordinación de los organismos reguladores eléctricos a través de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras del Sector Eléctrico y fundamentalmente a través de la Organización CIER, Sudamérica ya ha recorrido la parte inicial de este camino al haber formado un foro de comunicación e intercambio de información de las entidades regulatorias sudamericanas, entre otras.

6.3. Esquema estratégico de los Organismos de Coordinación

La tipología de los organismos de coordinación de mercados regionales está muy influida por el propio diseño del mercado. Es decir, no es lo mismo, por ejemplo, que la decisión de la organización final sea mediante un “pool” regional, que basado en transacciones bilaterales. Los organismos de coordinación son completamente diferentes en los dos casos. En consecuencia, el diseño que a continuación se presenta asume, además de las premisas establecidas en el Capítulo 6.1, una organización del mercado presentada principalmente en el Proyecto CIER 03.

A su vez, la integración del mercado se implementa en fases sucesivas, dando lugar a situaciones de mercado que requieren una tipología distinta de organismos de coordinación.

Así, y teniendo en cuenta las conclusiones del Proyecto CIER 03, se pueden establecer una serie de fases, desde el punto de vista económico y regulatorio, que deben ir alcanzándose y consolidándose hasta la integración total del mercado eléctrico regional :

- Intercambios basados en acuerdos bilaterales.
- Optimización de intercambios existentes.
- Acceso de terceros a las capacidades excedentarias de las interconexiones.
- Fomento de nuevas interconexiones.
- Intercambios internacionales que pueden participar en los mercados spot.
- Despachos técnicos y económicos regionales.
- Bolsa regional única.

En paralelo a esta integración regulatoria no hay que olvidar que debe ir desarrollándose una armonización técnica, igualmente necesaria :

- Armonización de criterios de seguridad y calidad.
- Desarrollo del intercambio de información y de los sistemas de comunicaciones.
- Definición de una Red de Transmisión Regional y de su remuneración.
- Regulación del uso de la capacidad de las interconexiones.
- Definición de criterios de operación.

Por otra parte, tal como ha quedado indicado en el Capítulo 6.2, el mercado regional no se puede implantar sin que alguien asuma el liderazgo y sea el motor de las actuaciones a implantar. Este liderazgo debe ser asumido por los organismos reguladores.

⇒ **Diseño final de la estructura de los organismos de coordinación**

A continuación se presenta el diseño propuesto de estructura de organismos para una situación final, de largo plazo, suponiendo la integración del mercado plenamente desarrollada. Posteriormente se presenta una propuesta de transición desde la situación actual, tanto para la zona Andina como para la zona MERCOSUR, hasta alcanzar la situación final mencionada.

El diseño final organizativo que se propone contempla 3 organismos :

- Organismo Regulador Regional (ORR).

- Operador del Sistema Regional (OSR).
- Administrador del Mercado Regional (AMR).

La primera cuestión que se plantea, antes de tratar los temas internos de cada una de las organizaciones es la jerarquía entre los tres organismos.

Básicamente aparecen tres alternativas:

- Organismos independientes.
- El OSR y el AMR están completamente subordinados al ORR.
- El OSR y el AMR están subordinados al ORR en algunos aspectos.

La primera opción queda descartada simplemente porque se puede llegar a unas decisiones en las que cada grupo defienda sus intereses, pero que sean incompatibles entre sí. La interrelación, jerárquica o no, entre los tres organismos debe existir, pero no se puede permitir una independencia total.

El otro extremo, es decir, que el liderazgo del ORR suponga además una dependencia total del OSR y del AMR, tampoco es la óptima solución. Si así fuera, bastaría con definir un solo macroorganismo que asumiera todas las funciones de coordinación.

Como suele ocurrir en otros casos, la que parece solución óptima es una situación intermedia que supone una cierta dependencia entre el ORR y el OSR y el AMR. Estas situaciones intermedias necesitan precisar muy claramente cuál es la frontera de las responsabilidades y funciones de cada uno de ellos.

⇒ **La interdependencia de los organismos**

Como los miembros de dichas organizaciones pueden ser distintos y como en cada uno de ellos se intentará defender los intereses del colectivo que lo forman, es necesaria una supervisión, ejercida por el ORR, de tal manera que pueda establecerse un seguimiento de los lineamientos principales de la implantación del mercado.

Por su parte, el AMR y el OSR deberán acordar y emitir ciertas recomendaciones, reglas o regulaciones detalladas en el ámbito de su actuación. La coherencia de toda la regulación regional debe ser garantizada por el ORR, por lo que AMR y OSR deberán proponer para su aprobación por el ORR las regulaciones necesarias establecidas en el ámbito y alcance de su actividad.

Como se verá posteriormente, el AMR puede obtener unos ingresos como tal organismo. Estos ingresos, además de servir para la autofinanciación del AMR podrían ayudar, mediante la aportación de alguna cuota, a la financiación del ORR y OSR. Esta dependencia económica tiene la ventaja de permitir disminuir las aportaciones de los otros agentes en los otros organismos, pero con el inconveniente de la presión indirecta que se puede ejercer debido a dicho aporte financiero. Una regulación clara y transparente de esta financiación originada en el AMR, puede ser una muy buena alternativa a la supervivencia económica de los tres organismos.

Adicionalmente a su dependencia del ORR, el OSR y el ORR también deberán coordinar eficientemente numerosos aspectos relativos al uso de la red y de las interconexiones, coordinación que también se establecerá mediante el ORR.

⇒ **Evolución de los organismos acorde con el desarrollo de la integración.**

La estructura de organismos presentada está referenciada a una situación ideal de plena integración del mercado regional. Sin embargo, esta situación debe ser alcanzada mediante una implementación en fases de cada uno de los organismos.

Una de las razones principales para este desarrollo en fases se fundamenta en que la creación e implementación de un mercado regional y de sus organismos de coordinación son actividades complejas que exigen un debate profundo en donde se contemplen todos los aspectos que pueden influir en el desarrollo futuro. Es más, el buen funcionamiento posterior de dichos organismos también se basa en que todos los agentes puedan exponer sus opiniones y, en tratar de llegar a consensos aceptados por todos en la mayor parte posible de temas.

Una creación e implementación precipitada, sin el convencimiento o incluso el rechazo de parte de los agentes participantes, es un entorno que puede minar el éxito del funcionamiento de los organismos.

En la tabla de la página siguiente se presentan las fases propuestas para el desarrollo institucional del MER según lo planteado por el Proyecto CIER 03 y la propuesta del Proyecto CIER 07 en cuanto al desarrollo institucional de los Organismos de Coordinación para los mercados subregionales MERCOSUR y Región Andina y finalmente para el Mercado Regional de Sudamérica (MER).

La fase A, Preparación del Proceso de Integración comprende las subfases I y II regulatorias del mercado de intercambios (de oportunidad y largo plazo). Las fases B-1, B-2 y B-3 mostradas en la tabla de la página siguiente corresponden a las etapas de desarrollo del MER de la Fase B planteada en el Proyecto CIER 03

EVOLUCION DEL MERCADO

FASES DE INTEGRACIÓN TÉCNICO Y COMERCIAL DEL MERCADO	FASES DE INTEGRACIÓN POLITICA DEL MERCADO	DESARROLLO INSTITUCIONAL PROPUESTO	
		AREA MERCOSUR	AREA ANDINA
<ul style="list-style-type: none"> Optimización de interconexiones existentes Criterios generales de seguridad y calidad Fomento del aumento de interconexiones en número y calidad 	<p>Fase A</p> <p>Preparación del proceso de Integración</p>	Estudios para el Diseño General del MER	
		Acuerdo MERCOSUR de Integración Regional	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste preliminar de esquemas regulatorios Acuerdos bilaterales Optimización de Mercado de Intercambios Acuerdo ANDINO de Integración Regional
<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de nuevas interconexiones Intercambios de largo plazo Acceso a la capacidad remanente de interconexiones Definición de la Red de Transmisión Regional 	<p>Fase B-1</p> <p>Implementación institucional del MER</p>	Optimización de acuerdos firmes Comisión Ejecutiva para la Creación del Organismo Regulador Regional	
		Comisiones Ejecutivas para la creación de : <ul style="list-style-type: none"> OSR AMR 	Los países del área andina se adherirían sucesivamente a las Comisiones Ejecutivas.
<ul style="list-style-type: none"> Definición y diseño de criterios para el despacho técnico y económico coordinado Intercambios internacionales en mercado spot Libre acceso a interconexiones Armonización criterios remuneración y tarificación de la transmisión 	<p>Fase B-2</p> <p>Armonización regulatoria del MER</p>	ORGANISMO REGULADOR SUDAMERICANO(ORS) Acuerdos multilaterales Preparación Unificación de Acuerdos de Integración MERCOSUR _ AREA ANDINA	
		Operador Sistema MERCOSUR Adm. Mercado MERCOSUR	Operador Sistema ANDINO Adm. Mercado ANDINO
<ul style="list-style-type: none"> Mercado regional totalmente integrado. Bolsa única 	<p>Fase B-3</p> <p>Consolidación del MER</p>	ACUERDO DE INTEGRACIÓN REGIONAL SUDAMERICANO Organismo Regulador SUDAMERICANO (ORR) Operador del Sistema SUDAMERICANO (OSR) Administrador del Mercado SUDAMERICANO (AMR)	

Fase A : Preparación del proceso de integración

La fase A corresponde a un periodo de preparación del proceso de integración. Durante esta fase, tanto el área MERCOSUR como el área del PACTO ANDINO deberán preparar y acordar unos Acuerdos de Integración Regional del Mercado Eléctrico, que vayan sentando las bases, desde el punto de vista de acuerdo político, del futuro mercado eléctrico, haciendo hincapié en la implementación de los futuros organismos.

Durante este periodo, el mercado como tal debe ir asentando una optimización del uso de las interconexiones existentes, basadas en acuerdos bilaterales. Esta optimización debe abarcar acuerdos de intercambio tanto de largo plazo como de corto.

También se deben ir dando los primeros pasos de homogeneización de criterios de calidad y seguridad de la interconexión de los sistemas.

Esta fase se puede dar por concluida tras la firma de los Acuerdos de Integración en cada una de las zonas. Como el desarrollo del mercado, de las interconexiones y de la regulación de los países es distinta en la zona MERCOSUR y en la zona PACTO ANDINO, es obvio que la consecución del Acuerdo no tiene por qué coincidir en el tiempo.

MERCOSUR podrá llegar a este acuerdo en un plazo de tiempo menor que PACTO ANDINO.

Los contenidos de estos Acuerdos de Integración se encuentran desarrollados en el proyecto CIER 03.

Fase B-1 : Implementación institucional del MER

Tras los Acuerdos de Integración, en la fase B-1 comienza la implementación institucional del Mercado, con los primeros pasos para la creación de los organismos mencionados.

Durante este periodo se crearán unas Comisiones Ejecutivas, una para cada organismo propuesto, cuya misión principal será el dejar completamente preparados y funcionando a pleno rendimiento los organismos propuestos. Una explicación detallada de estas Comisiones Ejecutivas se presenta en el Capítulo 7.

Dadas las diferentes velocidades de implementación del mercado en las dos zonas, MERCOSUR estará en disposición de poder implementar con antelación las Comisiones Ejecutivas.

La Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador Regional (CEORR) tendrá un ámbito geográfico de toda Sudamérica, y aunque se enfoque a definir principalmente el MER para MERCOSUR, los representantes del PACTO ANDINO estarán presentes desde el primer momento con el objetivo de que el futuro MER andino no diverja del de MERCOSUR, en previsión de la fusión final de ambos mercados.

Las otras dos Comisiones Ejecutivas serán las correspondientes a los otros dos organismos, Comisión Ejecutiva del Operador del Sistema Regional (CEOSR) y la Comisión Ejecutiva del Administrador del Mercado Regional (CEAMR).

Estas dos Comisiones Ejecutivas, supeditadas a la CEORR, trabajarán principalmente con el objetivo de formar un Operador de Sistema y un Administrador de Mercado, en primer lugar para MERCOSUR, y posteriormente, una vez implementados el OSR y el AMR en esta zona, sus conclusiones, apoyadas por el Organismo Regulador Regional, serán trasladables en la medida de lo posible a la zona del PACTO ANDINO.

Estas tres Comisiones Ejecutivas no pueden empezar sus trabajos simultáneamente. El liderazgo del Organismo Regulador Regional debe empezar a ejercerse con unas indicaciones, directrices y cronogramas que la Comisión Ejecutiva del ORR debe realizar antes del comienzo de los trabajos de las Comisiones Ejecutivas del OSR y AMR.

A nivel de la integración del mercado, durante esta fase preparatoria de las Comisiones Ejecutivas, se deberá insistir en el desarrollo de las interconexiones, regulando y dando acceso a otros agentes a la capacidad remanente de las mismas y definiéndose la Red de Transporte Regional.

Fase B-2 : Armonización regulatoria del MER

Esta fase podría denominarse operativa, pues en ella ya estarían creados y funcionando los organismos, en base a las conclusiones y aprobaciones de las Comisiones Ejecutivas. Estos organismos, en su fase operativa, quedan descritos en detalle en el Capítulo 8.

Como se ha mencionado, el Organismo Regulador Regional tendrá un ámbito de toda Sudamérica, mientras que el Operador del Sistema Regional y el Administrador del Mercado Regional serán, durante esta fase, independientes entre MERCOSUR y PACTO ANDINO.

Durante esta fase, de duración mayor a las anteriores, el mercado regional deberá asentarse con la definición de unas reglas económicas de funcionamiento. Se establecerán criterios para el despacho técnico y económico conjunto de varios países, se definirán las normas para el libre acceso a la Red de Transmisión Regional y a las interconexiones, los intercambios internacionales se transaccionarán en los mercados spot, estando armonizados y conocidos los criterios de remuneración y tarificación del transporte a nivel nacional e internacional.

Fase B-3 : Consolidación del MER

En esta fase, el mercado regional estaría completamente integrado, en base a una centralización de la bolsa de compras y ventas de energía a nivel sudamericano.

Los OSR y AMR de MERCOSUR y PACTO ANDINO se fusionarían para dar un OSR y un AMR únicos a nivel Sudamericano.



***7. PROPUESTAS DE ORGANISMOS REGIONALES PARA LOS
MERCADOS REGIONALES EN SUDAMÉRICA.***

En los capítulos anteriores se ha pasado revista principalmente a otros organismos similares de coordinación de mercados regionales eléctricos, así como a su aplicabilidad a Sudamérica.

Con todo ello, junto con las conclusiones del Proyecto CIER 03 contempladas en el capítulo 4, se plantea a continuación la propuesta básica de organismos de coordinación regionales para Sudamérica.

A efectos de presentación de los detalles de estos organismos, se describen en este Capítulo 7 las Comisiones Ejecutivas para el Organismo Regulador, para el Operador del Sistema y para el Administrador Regional del Mercado. Tal como se indicó en el Capítulo 6, la misión principal de estas Comisiones Ejecutivas es desarrollar los trabajos para dejar implementados los organismos definitivos y se corresponden con los contemplados en la Fase B: Implementación institucional del MER de la tabla recogida en el Capítulo 6.

En esta fase se aborda la creación de un organismo común para el MERCOSUR y el Área Andina que sería la Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador Regional (CEORR), y dos Comisiones Ejecutivas específicas para el MERCOSUR: Comisión Ejecutiva del Operador del Sistema Regional (CEOSR) y Comisión Ejecutiva del Administrador del Mercado Regional (CEAMR).

7.1. Comisión Ejecutiva para la creación del Organismo Regulador Regional

7.1.1. Objetivos

Tal como se ha comentado en capítulos anteriores, el primer organismo que hay que desarrollar será el Organismo Regulador Regional ya que éste será el encargado de implementar las directrices de funcionamiento del Operador del Sistema y del Administrador del Mercado. El principal objetivo del Organismo Regulador Regional será el desarrollo de la regulación a nivel regional del sector eléctrico sudamericano con el fin de conseguir una adecuada puesta en marcha del MER.

Para la creación e implantación de este organismo regulador será necesario desarrollar una fase de implementación institucional del MER (Fase B). Esta fase de implementación estará dirigida por una Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador Regional que será la encargada de crear y dotar de contenido a este organismo. Al final de esta fase se debe haber creado el Organismo Regulador Regional con su forma jurídica, estatutos, funciones y recursos humanos.

La Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador Regional empezará a trabajar tres meses antes que las Comisiones Ejecutivas del Operador del Sistema y Administrador del Mercado, ya que será el Organismo responsable de poner en marcha la primera reunión de las Comisiones Ejecutivas del Operador del Sistema y del Administrador del Mercado.

En esta primera fase, la Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador Regional tendrá que dar las directrices que va a seguir el MER y su influencia sobre el Operador del Sistema y el Administrador del Mercado para que éstos puedan definir los objetivos y funciones de sus respectivos organismos.

7.1.2. Miembros y Estructura

La Comisión Ejecutiva estará compuesta por representantes de alto nivel de los Organismos Reguladores Nacionales, o en caso de no existir éstos específicamente en alguno de los países, por representantes de la actividad regulatoria del sector eléctrico.

Esta Comisión estará dirigida por un Presidente, nombrado por los miembros de las Comisiones, y contará con el apoyo de una Secretaría.

Al ser esta Comisión de carácter temporal, no tendrá sede fija. No así el Organismo Regulador Regional definitivo, el cual tendrá una sede permanente para el desarrollo de sus funciones.

Para apoyar a la Comisión en su trabajo se formarán diversos Grupos de Trabajo, cuyos miembros serán designados por la Comisión y se les atribuirá aquellas funciones que se estimen necesarias. Se recomienda la existencia de cinco Grupos de Trabajo:

- Grupo de Trabajo de Coordinación Regulatoria.

Es el núcleo de esta Comisión Ejecutiva. Trabjará en todos los aspectos relacionados con el Acuerdo de Integración Regional y los aspectos políticos que se deriven de éste, garantizando que las decisiones que tomen los tres Organismos tendrán respaldo legislativo.

Además, desde el primer momento, debe detectar todos los obstáculos que se puedan presentar a nivel regional para el desarrollo del MER y proponer soluciones

para su posterior aprobación. Es necesario desarrollar cuanto antes una base regulatoria para que el Operador del Sistema y el Administrador del Mercado puedan empezar a desarrollar sus funciones.

Es primordial que en este Grupo de Trabajo exista al menos un representante de cada país, con autoridad suficiente, que sea capaz de trasladar a los correspondientes órganos nacionales las propuestas y conclusiones que vayan siendo emitidas sobre la regulación de los mercados. Este debe ser el mecanismo de comunicación entre las decisiones regionales y las nacionales, para detectar cuanto antes las posibles divergencias que puedan presentarse.

Además, estos representantes deben tener poder de decisión suficiente para conseguir la fluidez necesaria en la toma de decisiones a nivel regional, evitando largos periodos de consultas a los gobiernos respectivos.

- Grupo de Trabajo de Operación.

Este Grupo de Trabajo se enfocará a analizar y aprobar, en su caso, las propuestas que le presente la Comisión Ejecutiva del Operador del Sistema y realizará un seguimiento continuado de sus trabajos.

Este Grupo de Trabajo debe garantizar que la regulación sobre aspectos técnicos de operación sea aceptada por todos los países. Dará los criterios generales a la Comisión Ejecutiva del Operador del Sistema Regional para que prepare las normativas relativas a la operación y el transporte: uso de las interconexiones, definición de la Red de Transporte Regional, tarificación y remuneración de la Red de Transporte Regional, resolución de congestiones, criterios de planificación de la Red Regional, normativa de seguridad y calidad, etc.

Trabjará conjuntamente con el Grupo de Trabajo de Mercado los aspectos que necesiten coordinación: asignación de capacidades de la Red de Transporte Regional y de las interconexiones, resolución técnica y económica de las congestiones, remuneración del transporte.

- Grupo de Trabajo de Mercado.

Este Grupo de Trabajo estudiará las propuestas que le presente la Comisión Ejecutiva del Administrador del Mercado para su posterior aprobación y realizará un seguimiento continuado de sus trabajos.

Su funcionamiento será muy similar al Grupo de Trabajo anterior. Dará los criterios generales a la Comisión Ejecutiva del Administrador del Mercado Regional. Su papel es primordial, pues de este Grupo de Trabajo nacerá el diseño del MER. Deberá optar por la definición del tipo de mercado que se desea y vigilará con suma atención la evolución hasta dicho diseño final.

- Grupo de Trabajo de Armonización.
Estudiará y aportará soluciones sobre todos los problemas que presenten las diferentes velocidades de integración entre el área del MERCOSUR y el área ANDINA.
- Grupo de Trabajo Jurídico.
Estudiará todo lo relacionado con sede, estatutos, financiación, forma jurídica del Organismo Regulador Regional. Este Grupo de Trabajo tendrá un carácter interno ya que trabajará exclusivamente en aspectos que afectan al futuro Organismo Regulador. En el capítulo 8 se desarrollan con más detalle todos estos aspectos a ser establecidos por esta Comisión.

La Comisión será la encargada de aprobar las propuestas de los Grupos de Trabajo. Asimismo tendrá que comunicar sus decisiones a las Comisiones Ejecutivas del Operador del Sistema y el Administrador del Mercado.

Los recursos humanos de esta Comisión Ejecutiva serán aportados por las empresas integrantes de la misma. Serán necesarios los recursos mínimos para desarrollar una ejecución eficiente de los trabajos.

7.1.3. Funciones

Las funciones de la Comisión se pueden estructurar en dos grupos:

a) Funciones Organizativas:

- Elección y aprobación de la sede social permanente del Organismo Regulador Regional.
- Dotar al Organismo Regulador Regional de una forma jurídica y unos estatutos, en función de la legislación societaria del país donde se encuentre la sede social.

- Lograr algún tipo de acuerdo político que le dé la suficiente fuerza legislativa para respaldar las decisiones del Organismo Regulador Regional.
- Determinar la forma de financiación del Organismo Regulador Regional.
- Decidir la estructura y recomendar el perfil de los miembros del futuro Organismo Regulador Regional.
- Establecimiento de criterios y mecanismos internos para la solución de conflictos a nivel regional.

b) Funciones Regulatorias:

- Desarrollar un diseño básico y un plan de implementación del MER.
- Alinear en tiempo y forma las posibles diferencias entre el MERCOSUR y el área ANDINA
- Determinar las responsabilidades y funciones que tendrán el Operador del Sistema Regional y el Administrador del Mercado Regional, instruyendo a las respectivas Comisiones Ejecutivas.
- Desarrollo de un cronograma de implementación del Organismo Regulador, Operador del Sistema y Administrador del Mercado a nivel regional.
- Establecer la naturaleza y objetivos de los Grupos de Trabajo del Organismo Regulador Regional
- Determinar el alcance de supervisión sobre el Operador del Sistema y el Administrador del Mercado

7.2. Comisión Ejecutiva para la Creación del Operador del Sistema Regional

Una correcta implantación del Operador del Sistema Regional requiere una fase preparatoria con una duración aproximada de dos años. Esta preparación la debe llevar a cabo una organización que será la llamada Comisión Ejecutiva para la Creación del Operador del Sistema Regional (CEOSR)

Esta Comisión será la encargada de establecer las directrices que regulen su funcionamiento para, en última instancia, crear el Operador del Sistema Regional.

7.2.1. Objetivos

La Comisión Ejecutiva para la creación del Operador del Sistema Regional tiene claramente tres objetivos:

- **Establecer las directrices y condiciones necesarias para el funcionamiento eficiente del Operador del Sistema Regional.** Será responsabilidad de la Comisión definir, de común acuerdo entre todos los países integrantes, las directrices, procedimientos, tipo de organización. Estas normas serán de tal naturaleza que permitan garantizar un funcionamiento eficiente del Operador del Sistema Regional.
- **Definir el Sistema de Transmisión Regional (STR).** El marco de actuación del Operador del Sistema Regional son los intercambios de energía entre los países miembros que se apoyan en el Sistema de Transmisión Regional. Será misión de la Comisión Ejecutiva definir los criterios que servirán de base para la determinación del Sistema de Transmisión Regional. Una vez fijados los criterios y la aplicación de éstos, la Comisión facilitará la relación de elementos incluidos en el Sistema. El Operador del Sistema Regional asumirá la gestión del STR, no siendo transferida la propiedad de las instalaciones que lo conforman
- **Crear el Operador del Sistema Regional.** Una vez completado el paso anterior la misión principal de la Comisión es constituir el Operador del Sistema Regional y velar para que su puesta en marcha se realice cumpliendo todos los requisitos establecidos con anterioridad.

Una vez alcanzados estos objetivos y por tanto el Operador del Sistema Regional haya sido creado, esta Comisión se disolverá.

7.2.2. Miembros y Estructura

La Comisión Ejecutiva estará compuesta por representantes de alto nivel de los Operadores de los Sistemas Nacionales, o por representantes de la actividad de operación de los sistemas eléctricos de cada país.

Esta Comisión estará dirigida por un Presidente que será elegido entre sus miembros. El presidente contará con el apoyo de una Secretaría que le ayudará en el desarrollo de sus trabajos.

Las funciones encomendadas a la Comisión Ejecutiva se desarrollarán a través de diferentes Grupos de Trabajo en los que estarán representados todos los países miembros. Para cada una de las áreas relevantes se constituirá un grupo de trabajo bajo la dirección de un presidente que actuará de coordinador. Se recomienda la existencia de tres Grupos de Trabajo:

- Grupo de Trabajo de Definición del Sistema de Transmisión Regional.

Tendrá como objetivo principal definir el Sistema de Transporte Regional. Siguiendo las instrucciones de la Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador, deberá establecer los criterios que se aplicarán para determinar la Red de Transporte Regional, cómo se utiliza, elaborar guías indicativas para su expansión y cómo se planifica su mantenimiento y cuáles serán las relaciones entre el Operador del Sistema y los propietarios de los diferentes tramos de Red.

- Grupo de Trabajo de Remuneración del Transmisión.

Tendrá como objetivo principal proponer los criterios de remuneración de la transmisión a nivel regional, haciendo especial hincapié en las interconexiones. Siguiendo los criterios regulatorios establecidos, deberá preparar la normativa de detalle sobre remuneración de la Red de Transporte Regional: peajes, disponibilidad, penalizaciones, cálculos de pérdidas y asignación, etc.

- Grupo de Trabajo de Operación.

Tendrá como objetivo la preparación de todas los procedimientos relativos a la operación en tiempo real del sistema interconectado, fiabilidad y seguridad de suministro, criterios de calidad, definición y autorización de los planes de mantenimiento, etc. Esta normativa se desarrollará en la medida de lo posible basándola en las actuales normativas nacionales de cada país.

Los recursos humanos de esta Comisión Ejecutiva serán aportados por las empresas integrantes de la misma. Serán necesarios los recursos mínimos para desarrollar una ejecución eficiente de los trabajos.

7.2.3. Funciones

Con el fin de alcanzar su objetivo de crear el Operador del Sistema las funciones más relevantes de la Comisión son dos:

- Participar en el desarrollo de las herramientas necesarias para que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio de mercado. Será responsabilidad de la Comisión para la Creación del Operador del Sistema Regional el desarrollo de los reglamentos, normas y reglas que permitan constituir el Operador del Sistema Regional y que a la vez constituyan la base instrumental para

un funcionamiento eficiente garantizando que la gestión de la energía se realice con criterio económico.

- Proponer a la Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador Regional, los procedimientos de operación del Sistema de Transmisión Regional para mantener los niveles adecuados de seguridad, calidad y fiabilidad, incluyendo las normas generales para la coordinación de los planes de mantenimiento del Sistema de Transporte Regional, en la medida de lo posible basadas en las normativas nacionales.

El Operador del Sistema Regional, como responsable de la coordinación del Sistema de Transmisión Regional, precisa de unos procedimientos de operación que le permitan operar la red con la máxima seguridad y calidad. Será pues responsabilidad del Organismo Regulador Regional el aprobar estos procedimientos, así la Comisión Ejecutiva para la creación del Operador del Sistema deberá proponer a la Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador los procedimientos de operación del Sistema de Transmisión que permitan explotar el sistema con la máxima seguridad, calidad y fiabilidad.

7.3. Comisión Ejecutiva para la creación del Administrador del Mercado Regional

Análogamente a las organizaciones descritas anteriormente, una correcta implantación del Administrador del Mercado Regional requiere una fase preparatoria. El organismo que llevaría a cabo esta preparación se ha denominado Comisión Ejecutiva para la creación del Administrador del Mercado Regional (CEAMR).

Esta Comisión está recogida en la Fase B: Implementación Institucional del MER.

En el Capítulo 8.3 se presenta en detalle el análisis de las alternativas de estructura, propiedad y funcionamiento del AMR. La solución propuesta en dicho capítulo consiste básicamente en un organismo para administrar el Mercado Regional, constituido como sociedad anónima con sede fija y obligatoriedad de participación para los agentes que deseen realizar transacciones en dicho mercado.

La correcta implantación de esta sociedad requiere de una fase preparatoria, al final de la cual la Comisión Ejecutiva deberá dejar establecida y funcionando dicha sociedad.

7.3.1 Objetivos

En el periodo transitorio, el objetivo principal de esta Comisión Ejecutiva será el de establecer las directrices y condiciones necesarias para el funcionamiento del Mercado Regional, siguiendo las indicaciones del Organismo Regulador Regional.

Asimismo, deberá analizar y proponer para aprobación por parte del Organismo Regulador Regional todos los aspectos necesarios para la creación propiamente dicha del AMR.

En consecuencia, su objetivo final será el de dejar implementada y funcionando la sociedad anónima del Administrador del Mercado Regional, tras lo cual esta Comisión Ejecutiva se disolverá.

7.3.2. Miembros y Estructura

La CEAMR estará compuesta por representantes de alto nivel de los organismos que en cada país asuman las funciones de un Administrador del Mercado. En caso de inexistencia de este organismo nacional en alguno de los países, el Regulador de dicho país nombrará su representante, tratando de nominar a especialistas en la actividad económica de los intercambios de electricidad.

La CEAMR estará coordinada por un Presidente, nombrado por los representantes, y contará con una Secretaría que dará apoyo al desarrollo del trabajo.

La Comisión Ejecutiva se organizará mediante la constitución de Grupos de Trabajo, formados por personal técnico de las áreas y pertenecientes a los organismos o empresas de los países involucrados

Aparecen claramente dos Grupos de Trabajo, los cuales podrán formar otros subgrupos ad-hoc según sean necesarias especializaciones en los temas :

- Grupo de Trabajo de Normas de Administración del Mercado.

Cuyo objetivo fundamental es analizar la forma y diseño final deseado para los mercados regionales, diferenciándolo a nivel MERCOSUR y zona ANDINA. Este grupo seguirá las directrices que le marque la Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador.

- Grupo de Trabajo Jurídico de creación de la Sociedad del AMR.

Cuyo objetivo fundamental será el análisis jurídico, análisis de alternativas y propuesta de la solución mercantil más apropiada para el establecimiento del Administrador del Mercado Regional.

Ambos grupos deberán coordinar la realización del Plan de Negocio del AMR.

Los recursos humanos de esta Comisión Ejecutiva serán aportados por las empresas integrantes de la misma. Serán necesarios los recursos mínimos para desarrollar una ejecución eficiente de los trabajos.

7.3.3. Funciones

Las funciones a desarrollar por esta Comisión Ejecutiva pueden agruparse en dos categorías principales.

a) Reglas del Mercado Regional

- Proponer al Regulador Regional el cronograma de formación del AMR.
- Proponer al Regulador Regional los requisitos mínimos necesarios de armonización regulatoria necesarios para el funcionamiento del MER desde el punto de vista del AMR.
- Proponer a la CEORR los procedimientos de administración del mercado y su aplicación principalmente en las áreas :
 - Recepción y casación de ofertas de venta y ofertas de adquisición de energía.
 - Liquidación de los intercambios de energía de los mercados que gestione.
 - Acceso de terceros a la red.
 - Tarifación y uso de la Red de Transmisión Regional.
 - Solución de congestiones y restricciones.
 - Resolución de conflictos de mercado.
- Definir la estructura informática y de telecomunicaciones que necesita el AMR para un correcto desempeño de sus actividades.

b) Aspectos societarios y jurídicos

- Analizar las ventajas e inconvenientes de las alternativas de sede del o de los AMR, teniendo en cuenta tanto los aspectos jurídicos como mercantiles.
- Proponer la sede del AMR.

- Investigar la aceptación de participar en el capital social de los futuros agentes del MER.
- Analizar y proponer la mejor forma jurídica para el AMR, función de la legislación del país sede.
- Analizar la viabilidad de realizar una aproximación transitoria mediante organismo sin ánimo de lucro antes de la creación de una sociedad anónima.
- Analizar las diferencias que deben introducirse, principalmente en el cronograma, en función del mercado analizado: Norte o Sur.
- Analizar la agrupación de países óptima para cada submercado y su calendario de adhesiones.
- Definir la tipología y normas de aceptación de los accionistas del AMR.
- Definir las limitaciones al accionariado: participación individual máxima, cuotas límites por países, cuotas límites por tipología de agentes.
- Definir las normas de transmisibilidad de acciones y / o ampliaciones de capital.
- Definir las normas de habilitación de agentes autorizados a operar en el MER.
- Realizar el análisis arancelario del MER y proponer la solución óptima.
- Proponer la estructura organizativa y dimensionamiento de los recursos humanos y técnicos del AMR.
- Analizar las alternativas de ingresos del AMR, basándose en porcentajes de alguno de los elementos de las transacciones de electricidad.
- Realizar el Plan de Negocio del AMR, determinando la mejor estructura de capital social, sus costes y los ingresos necesarios para dotarle de una rentabilidad justa.



8. FASE DE OPERACIÓN PARA LOS ORGANISMOS.

8.1. Organismo Regulador Regional

Este organismo se constituirá como una Asociación internacional sin fines de lucro denominada Organismo Regulador Regional. La Asociación se registrará por la Ley del país donde se encuentre su sede o domicilio social.

El Organismo Regulador Regional tendrá, desde el principio, un ámbito geográfico de actuación que abarcaría todos los países de Sudamérica. No es conveniente una separación geográfica entre las zonas de MERCOSUR y PACTO ANDINO, con dos Organismos Reguladores independientes, pues existe el riesgo de que se planteen divergencias de visiones de la integración del mercado que dificulten o hagan inviable una posterior unión de los dos mercados regionales.

8.1.1. Objetivos

El objetivo principal del Organismo Regulador Regional será desarrollar la regulación a nivel regional con el fin de promover el desarrollo y la consolidación del MER, velando por el buen funcionamiento del mercado

Para que el MER pueda funcionar adecuadamente es necesario que se le dote de un marco regulatorio que recoja todas las funciones que se van a desarrollar dentro de este mercado regional, tanto por el Operador del Sistema como por el Administrador del Mercado. Este marco regulatorio debe haber sido establecido por la Comisión Ejecutiva del Organismo Regulador Regional.

Este nuevo espacio regulatorio deberá ser conducido por un organismo a nivel regional que será el Organismo Regulador Regional, al que se le deberá dotar de suficiente poder para hacer cumplir las normativas, bien mediante procedimientos sancionadores propios o bien mediante una transposición de dicha normativa regional a normativas nacionales.

Los instrumentos que posea el Organismo Regulador para hacer cumplir la normativa regional, será uno de los elementos claves del éxito del mercado regional.

8.1.2. Miembros

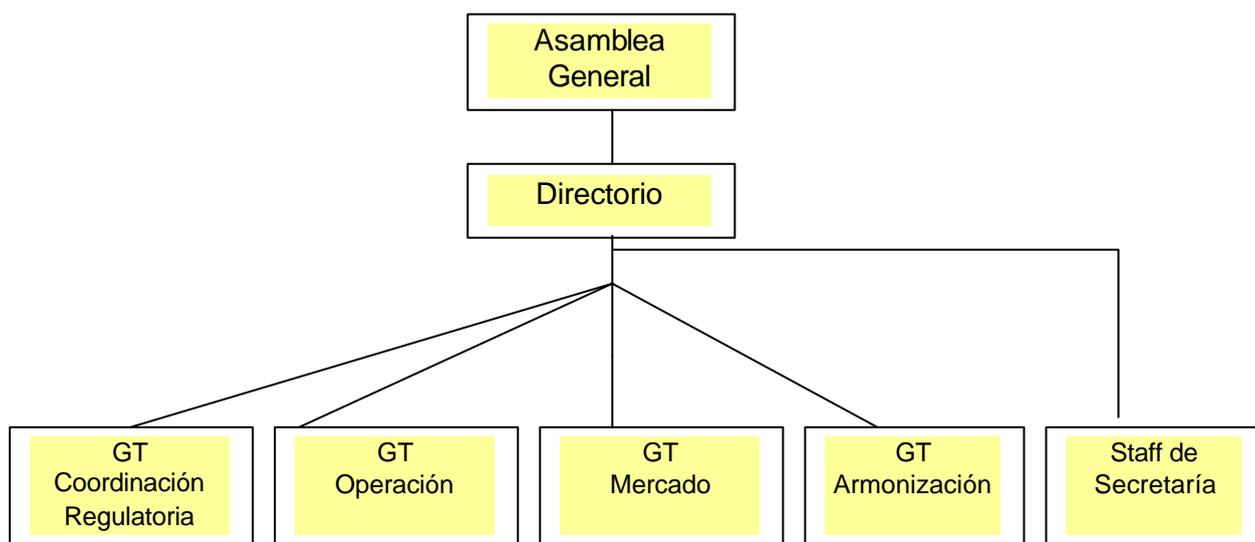
Debido a la naturaleza de sus funciones, el Organismo Regulador Regional estará compuesto por representantes, a distintos niveles, de los Organismos Regulatorios Regionales o bien, de no existir éstos, por representantes de la actividad regulatoria de cada país miembro.

Estos representantes servirán como canal de comunicación con los reguladores nacionales (y sus respectivos gobiernos) para la implementación de un mercado regional. Como colectivo, deberán buscar la armonización regulatoria que permita el desarrollo del mercado. Como representante de su país, deberá velar porque las normativas que se aprueben a nivel regional sean contempladas en la normativa nacional, sin que existan contradicciones que dificulten la participación de los agentes nacionales en el mercado regional en condiciones distintas a las de otros países.

8.1.3. Estructura y Recursos necesarios

La estructura propuesta para el Organismo Regulador se presenta a continuación en un Organigrama.

Organismo Regulador Regional



- Asamblea General

Es el máximo órgano del Organismo Regulador Regional. Poseerá plenitud de poderes que hagan posible la consecución del objetivo de la Asociación y están especialmente

reservados a su competencia la aprobación del presupuesto, modificaciones de estatutos y disolución de la asociación. Será la máxima autoridad en cuanto a aprobación de la regulación del mercado regional y, en consecuencia, se le dotará de los instrumentos sancionadores pertinentes.

Estará formada directamente por los Presidentes o responsables jerárquicos de los Organismos Reguladores Nacionales, o en ausencia de éstos, de los más altos representantes de la actividad regulatoria de cada país. Cada país estará representado por un miembro con derecho a voto.

El Presidente de la Asamblea General será elegido entre sus miembros por mayoría cualificada, siendo necesario la presencia de al menos un tercio de sus miembros en la elección. El Presidente de la Asamblea General será el Presidente del Organismo Regulador Regional.

Se reunirá al menos una vez al año, previa convocatoria del Secretario General. Se podrán convocar reuniones extraordinarias a demanda del Presidente del Organismo Regulador o cada vez que lo soliciten una tercera parte de los miembros.

- Directorio

Dirige el Organismo Regional Regulador en su actividad cotidiana y está compuesto por representantes de alto nivel de la actividad regulatoria de cada uno de los países miembros. Los componentes de este Directorio serán nominados por los países miembros, siempre procurando que cumplan las condiciones requeridas para ser miembros de este Organismo: relación con la actividad regulatoria y reconocido prestigio profesional. Los miembros de este organismo tendrán que ser independientes y autónomos en la toma de decisiones a nivel regional.

El Directorio del Organismo Regulador Regional estará dirigido por un Presidente elegido entre los miembros del Directorio por mayoría cualificada. La Presidencia del Directorio será rotativa entre los países miembros y tendrá una duración de dos años. También se designará a un Vicepresidente que remplazará al Presidente durante su ausencia.

El Presidente realizará las siguientes funciones:

- Presidir las reuniones del Directorio de Administración.
- Seguimiento del cumplimiento de las decisiones del Directorio.
- Seguimiento de la coordinación general de los trabajos de los Grupos de Trabajo.

-
- Seguimiento y control de la actividad de la Secretaría.
 - Representar al Directorio hacia el exterior y mantener las relaciones con organismos internacionales y nacionales cuando se dé el caso.

Este Directorio se reunirá cuatro veces al año para proceder a la aprobación, por delegación de la Asamblea General, de la regulación que afecte al MER. El Presidente del Directorio podrá convocar reuniones extraordinarias si se producen situaciones que lo justifiquen o sea necesario la toma de decisiones de una forma rápida. La aprobación de las propuestas se realizará por mayoría cualificada. Las reuniones se celebrarán en la sede del Organismo Regulador.

El detalle de las funciones del Directorio se presenta en el punto 8.1.4.

Los miembros del Directorio tendrán un suplente que sólo participará en las reuniones en caso de ausencia del titular y con los mismos derechos.

- Secretaría

Da apoyo al Directorio y realizará las funciones administrativas y tendrá una sede fija. El responsable de la Secretaría, el Secretario General, será elegido por el Directorio a propuesta de su Presidente por un periodo de cinco años. Su personal no será rotativo por motivos de realizar un seguimiento continuado del trabajo a desarrollar. Los recursos humanos de la Secretaría serán seleccionados en los países miembros y la responsabilidad de su contratación la asumirá el Secretario General.

- Grupos de Trabajo

Son designados por el Directorio para desarrollar las actividades de este organismo.

Se crearán cuatro Grupos de Trabajo para asistir al Directorio en sus funciones. Los miembros de estos grupos de trabajo serán designados por los representantes en el Directorio. Cada país miembro tendrá derecho a un representante.

Estos Grupos de Trabajo serán una continuidad de los Grupos de Trabajo que funcionaron durante la fase de preparación de la Comisión Ejecutiva. Transformarían su actividad desde la primera perspectiva de analizar y aprobar la regulación hacia un tipo de actuación más enfocado al seguimiento y perfeccionamiento de las reglas del mercado.

a) Grupo de Trabajo de Coordinación Regulatoria.

Su función principal será la de vigilar el correcto seguimiento de la regulación regional, tanto la coordinación entre Operador del Sistema Regional y Administrador del Mercado Regional, como la armonización entre regulaciones regionales y nacionales.

Es primordial que en este Grupo de Trabajo exista al menos un representante de cada país, con autoridad suficiente, que sea capaz de trasladar a los correspondientes órganos nacionales las propuestas y conclusiones que vayan siendo emitidas sobre la regulación de los mercados. Este debe ser el mecanismo de comunicación entre las decisiones regionales y las nacionales, para detectar cuanto antes las posibles divergencias que puedan presentarse.

Además, estos representantes deben tener poder de decisión suficiente para conseguir la fluidez necesaria en la toma de decisiones a nivel regional, evitando largos periodos de consultas a los gobiernos respectivos.

b). Grupo de Trabajo de Operación.

Este Grupo de Trabajo se enfocará a analizar y seguir los aspectos concretos del Operador del Sistema.

Este Grupo de Trabajo debe garantizar que la regulación sobre aspectos técnicos de la operación sea aceptada por todos los países: uso de las interconexiones, definición de la Red de Transporte Regional, tarificación y remuneración de la Red de Transporte Regional, resolución de congestiones, criterios de planificación de la Red Regional, normativa de seguridad y calidad, etc.

Sus miembros serán personal de perfil técnico, con conocimientos de la problemática de la operación de redes de transporte.

Trabjará conjuntamente con el Grupo de Trabajo de Mercado los aspectos que necesiten coordinación: asignación de capacidades de la Red de Transporte Regional y de las interconexiones, resolución técnica y económica de las congestiones, remuneración del transporte.

c). Grupo de Trabajo de Mercado.

Su funcionamiento será muy similar al Grupo de Trabajo anterior. Deberá vigilar que el mercado evoluciona hacia el diseño que estableció la Comisión

d). Grupo de Trabajo de Armonización.

Estudiará y aportará soluciones sobre todos los problemas que presente las diferentes velocidades de integración entre el área del MERCOSUR y el área ANDINA.

Se requiere que los miembros de los grupos de trabajo estén relacionados bien con la operación del sistema o con la administración de mercado y tengan un reconocido prestigio profesional.

Estos Grupos de Trabajo estarán presididos por un Presidente, nombrado por el Directorio. Los Presidentes de los Grupos de Trabajo organizarán y coordinarán las actividades de estos grupos y mantendrán un estrecho contacto entre sí.

Estos Grupos de Trabajo se reunirán periódicamente dependiendo de la intensidad del trabajo que les ocupe. Podrán ser asistidos en su trabajo por Grupos ad hoc que se crearán con un objetivo específico y para el desarrollo de estudios concretos.

8.1.4. Funciones y Métodos de Trabajo⇒ Funciones del Directorio

El Directorio constituye la instancia ejecutiva y decidirá las estrategias y orientaciones principales. Responderá en última instancia ante la Asamblea de toda actividad que este organismo realice para la consecución de sus objetivos.

Las funciones de carácter administrativo del Directorio serán:

- Nombrar al Presidente entre los miembros del Directorio.
- Verificar si las condiciones de nominación de los miembros del Directorio y de sus suplentes son respetadas.
- Nombrar al Secretario General a propuesta del Presidente.
- Controlar las cuentas anuales que serán sometidas a la Asamblea General.
- Aprobar la memoria anual.
- Determinar la naturaleza y atribuciones de los grupos de trabajo.
- Nombrar al Presidente de los grupos de trabajo.

Para asegurar una eficaz gestión de funcionamiento de este organismo, el Directorio podrá delegar los poderes administrativos necesarios para la coordinación en cuanto al

funcionamiento y los grupos de trabajo de la Secretaría, así como los poderes necesarios para la preparación y ejecución del presupuesto.

Las principales **funciones de carácter operativo** de este organismo, las cuales pueden ser delegadas en los Grupos de Trabajo, serán:

- Seguimiento de la regulación de cada uno de los países miembros. El Organismo Regulador Regional realizará un seguimiento continuo de la evolución de la regulación eléctrica de sus países miembros, con el objetivo de hacer recomendaciones a los gobiernos, para que su regulación sea acorde con la establecida a nivel regional para el desarrollo del MER.
- Armonizar los organismos regulatorios de los países integrantes. En el terreno de la regulación es necesario definir una frontera entre lo que será materia de jurisdicción nacional y lo que los países someterán voluntariamente a la jurisdicción del Organismo Regulador Regional. Es necesario que esta frontera quede muy clara.
- Facilitar la participación de todos los agentes en el MER. Para el futuro desarrollo del MER es una condición primordial que todos sus agentes puedan participar en éste. Será labor del Organismo Regulador Regional lograr que esta participación sea posible, siempre que los agentes estén habilitados a nivel nacional.
- Garantizar, a nivel regional, las condiciones de libre competencia y no discriminación, evitando el abuso de posición dominante. Será necesario que se identifiquen las condiciones bajo las cuales se establecerá que un agente o agentes están realizando prácticas discriminatorias.
- Determinar la forma de retribución por el funcionamiento del Operador del Sistema Regional y del Administrador del MER. La forma de pago y la cuantía de los ingresos del Operador del Sistema y el Administrador del Mercado serán establecidos por el Organismo Regulador. Los montantes se revisarán todos los años para su actualización.
- Resolver los conflictos que puedan surgir entre los agentes. El Directorio del Organismo Regulador Regional tendría una función de arbitraje en la resolución de conflictos. En caso de que este arbitraje no fuera suficiente, se remitiría el conflicto a un Tribunal de Justicia designado previamente por los miembros del Directorio.
- Desarrollar y emitir la regulación a nivel regional :
 - Reglamento para la ampliación del Sistema de Transmisión Regional.
 - Normas que regulan las relaciones entre los agentes del Mercado.
 - Normas para el seguimiento de las tarifas por el uso del Sistema de Transmisión Regional.

- Normas para la liquidación económica de los usuarios del Operador del Sistema Regional y del Administrador del Mercado Regional.
- Determinar la composición y la estructura de los grupos de trabajo, dirigir y controlar sus trabajos.

⇒ Funciones de la Secretaría

El objetivo de la Secretaría General será vigilar el funcionamiento eficaz de la estructura operativa del Organismo Regulador Regional. Rendirá cuentas al Presidente del Directorio.

Las principales funciones de la Secretaría serán:

- Recibir informaciones claves de regulación del sector eléctrico.
- Preparar y organizar las reuniones de la Asamblea General y del Directorio.
- Preparar, organizar y contribuir a las reuniones de los grupos de trabajo y de los grupos ad hoc, distribuir los documentos y los proyectos, hacer circular las actas de las reuniones, publicar informes y otros documentos.
- Proponer o poner en conocimiento del Presidente, del Directorio o de los Grupos de Trabajo y grupos ad hoc, si es oportuno, todo proyecto de toma de posición o de acción que puedan contribuir a los objetivos de este organismo.
- Aportar su apoyo al Organismo Regulador Regional en el marco de cuestiones estratégicas.
- Establecer una red de relaciones con los Organismos reguladores nacionales.
- Establecer contactos con terceros agentes del sector eléctrico a nivel regional.
- Promoción divulgativa.
- Tener la responsabilidad de la administración y gestión de su personal.
- Establecer y asegurar el seguimiento de presupuesto.
- Cumplir toda misión específica que le sea confiada por el Directorio.

8.2. Operador del Sistema Regional

Un eficiente funcionamiento de un Mercado Eléctrico Regional debe apoyarse en un Sistema de Transmisión Regional capaz y seguro. La responsabilidad de la seguridad de los sistemas de transmisión de cada país se apoya en los Operadores de Sistema Nacionales. Dado que los operadores nacionales sólo gestionan las redes de su ámbito territorial es necesaria la existencia de un organismo de orden superior que sea capaz de

coordinar los operadores nacionales con el fin de velar por la seguridad del Sistema de Transmisión Regional.

La figura del Operador del Sistema Regional está recogida en la Fase C: Armonización regulatoria del MER. A diferencia del Organismo Regulador Regional, en el que son miembros todos los países de Sudamérica, aquí se plantea la existencia de dos Operadores del Sistema Regional, uno para el área del MERCOSUR y otro para el área ANDINA. En la fase D, ambos Operadores del Sistema convergerían en uno sólo.

En principio para un Operador del Sistema Regional caben dos posibles alternativas de organización :

- Una organización fuerte con una sede fija, una estructura de recursos humanos amplia, con los medios técnicos de control y comunicación necesarios y suficientes para la supervisión y telemando de la operación del sistema de Transmisión Regional en tiempo real.
- Una estructura menos fuerte, con una sede de carácter rotativo, con capacidad para coordinar a los operadores nacionales, pero sin los medios técnicos y humanos que permitan operar en tiempo real el Sistema de Transmisión Regional.

La primera alternativa plantea numerosos problemas de implementación, tanto por motivos técnicos como institucionales. Por esta parte, en el actual entorno político e institucional es muy complicado ceder la operación de los sistemas eléctricos a una entidad ajena a la responsabilidad en cada país.

En consecuencia es clara la opción por la segunda alternativa, ya que se propone una estructura y forma de funcionamiento más sencilla y más fácil de implementar.

Dada la decisiva importancia que tiene la red de interconexión entre los países miembros para un funcionamiento eficiente del Mercado regional de la energía, es necesario dotar a los Operadores del Sistema Regional de capacidad suficiente para la coordinación de la planificación del Sistema de Transmisión Regional, y para proponer y aplicar las regulaciones necesarias en los ámbitos de la transmisión: capacidad y uso de la red, fundamentalmente de las interconexiones, retribución de los activos de la Red de Transporte Regional, resolución de congestiones, planificación de los grandes mantenimientos, etc.

Un elemento básico para el funcionamiento de los Operadores del Sistema Regional es la transparencia en las normas que regulan sus criterios de funcionamiento y su interrelación con los operadores de sistema de los países miembros.

A continuación se describen las propuestas de los elementos básicos de actuación y funcionamiento de los Operadores del Sistema Regional.

8.2.1. Objetivos

Los Operadores del Sistema Regional tienen claramente dos objetivos:

- a). Coordinar eficientemente los Operadores Nacionales del Sistema de los países integrantes.

Será responsabilidad de los Operadores del Sistema Regional prever la situación de operación del sistema de transmisión regional a corto y medio plazo y gestionar el uso de las interconexiones internacionales, con el fin de garantizar la seguridad del sistema eléctrico regional.

- b). Coordinar la futura expansión del Sistema de Transmisión Regional.

En cuanto al desarrollo futuro del Sistema de Transmisión Regional es necesario que sean los Operadores del Sistema Regional quienes lo coordinen, con el fin de garantizar un crecimiento armónico con los sistemas nacionales que permita el intercambio de energía sin restricciones.

8.2.2. Miembros

Debido a la naturaleza de sus funciones, el Operador del Sistema Regional estará compuesto por representantes de los respectivos Operadores de Sistema nacionales.

8.2.3. Estructura y recursos necesarios

Los Directorios de los Operadores del Sistema Regional estarán compuestos por un representante de alto nivel de cada Operador Sistema Nacional de cada uno de los países miembros. Deberán responsabilizarse de asumir las decisiones de planificación de la Red Regional de Transporte, de la resolución de congestiones, de la asignación de las capacidades, etc., por lo que es preferible que los representantes tengan un perfil capaz de llevar estas actividades de contenido fundamentalmente técnico.

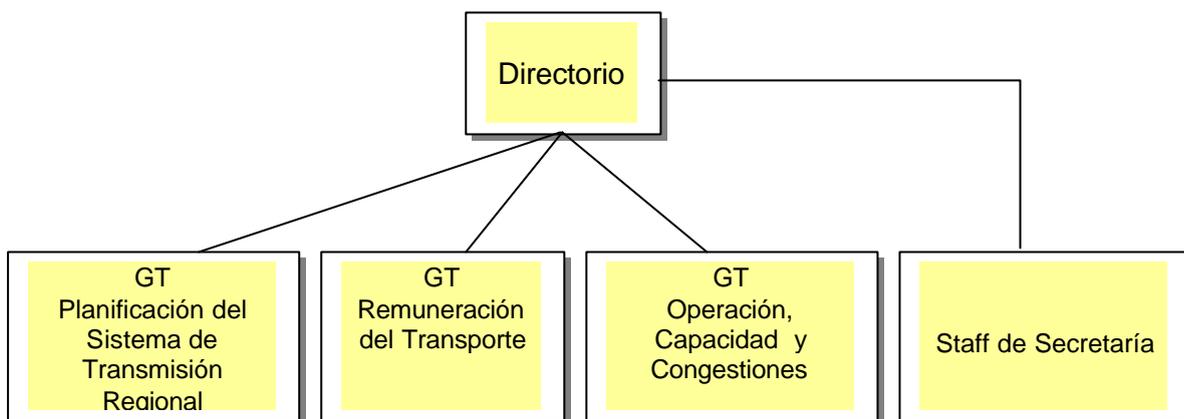
Los Directorios de los Operadores del Sistema Regional estarán dirigidos por un Presidente que será elegido por el propio Directorio entre sus miembros. La Presidencia, al igual que la sede, será rotativa con una frecuencia de dos años y contará con el apoyo de una Secretaría.

Cada cierto periodo, por ejemplo dos años, las funciones de los Operadores del Sistema Regional serán asumidas por un Operador de Sistema Nacional, por turno rotativo entre los operadores de los países miembros. Se establecerá un período transitorio de 6 meses de duración durante el cual los técnicos de la nueva sede recibirán la formación necesaria para asumir con garantías las funciones de los Operadores del Sistema Regional, así como para preparar e instalar los medios técnicos necesarios. Este turno será asumido de forma voluntaria por cada Operador nacional, siempre y cuando disponga de los medios técnicos y humanos para desarrollar sus funciones a nivel regional.

Los Grupos de Trabajo propuestos para cada Operador del Sistema Regional son :

- **Grupo de Trabajo de Planificación del Sistema de Transmisión Regional.**
Tendrá como objetivo principal elaborar los criterios para la expansión y planificación del Sistema de Transporte Regional. Deberá realizar el seguimiento de la utilización de dicha red.
- **Grupo de Trabajo de Remuneración de la Transmisión.**
Tendrá como objetivo principal realizar los cálculos derivados del uso de la Red y de las interconexiones por los distintos usuarios, en función de los criterios de remuneración del transporte a nivel regional. Siguiendo los criterios regulatorios establecidos, deberá ejecutar la normativa sobre penalizaciones por calidad de servicio.
- **Grupo de Trabajo de Operación, Capacidad y Congestionamientos.**
Tendrá como objetivo el seguimiento del cumplimiento de todas las normas relativas a la operación en tiempo real del sistema interconectado, fiabilidad y seguridad de suministro, criterios de calidad, planes de mantenimiento, etc

Operador del Sistema Regional



8.2.4. Funciones

Las funciones del Operador del Sistema Regional serán :

- Definir la Red de Transmisión Regional y su actualización periódica.
- Participar en el desarrollo de la normativa técnica necesaria para que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterios de mercado.
- Proponer al Organismo Regulador Regional criterios de seguridad del Sistema de Transmisión Regional para mantener los niveles adecuados de seguridad, calidad y fiabilidad, armonizando en la medida de lo posible los existentes a nivel nacional. Deberán incluir las normas generales para la coordinación de los planes de mantenimiento del Sistema de Transmisión Regional.
- Prever los flujos de potencia en la Red de Transmisión Regional en ámbitos temporales acordes con el funcionamiento del MER. Análisis de seguridad y cálculo de capacidad de intercambio.
- Implementar el proceso de asignación de capacidad de intercambio entre los agentes que intervengan en las transacciones internacionales, bien sea a través de contratos bilaterales o en el mercado regional, evitando la aparición de congestiones.
- Proponer al Organismo Regulador Regional las tarifas de acceso al Sistema de Transmisión Regional.
- Proponer al Organismo Regulador Regional el método de determinación de pagos entre TSO nacionales para compensar el uso de la red.
- Determinar las compensaciones de desvíos involuntarios en los intercambios de energía entre países.

- Definir la información que debe ser proporcionada por los OS nacionales, los formatos de envío, los medios de comunicación y los plazos correspondientes.
- Definir la información que debe ser intercambiada con el AMR, los formatos de envío, los medios de comunicación y los plazos correspondientes.

8.2.5. Reglamentos y Normas técnicas, comerciales y administrativas

- Metodología de comunicación e intercambio de información:
 - Con los Operadores de Sistema nacionales.
 - Con el AMR.
 - Con los agentes participantes en el mercado regional.
- Criterios de seguridad y funcionamiento para la Operación del Sistema de Transmisión Regional.
- Recomendaciones para:
 - Frecuencia.
 - Desviación de frecuencia.
 - Reserva de potencia de Regulación.
- Criterios para el control de tensiones.
- Establecimiento de planes de seguridad.
- Criterios para la solución de restricciones técnicas.
- Criterios para la determinación de la Red de Transmisión Regional.
- Criterios para el desarrollo del Sistema de Transmisión Regional.
- Criterios para el cálculo de la capacidad de intercambio.
- Métodos de asignación de la capacidad de intercambio.
- Criterios para la determinación y asignación de las pérdidas en el Sistema de Transmisión Regional.
- Criterios para la gestión del servicio de Regulación.
- Criterios de protección del Sistema de Transmisión Regional.
- Medidas en el Sistema de Transmisión Regional.

8.3. El Administrador del Mercado Regional

Un elemento fundamental en un buen funcionamiento de un mercado regional de electricidad es la forma de organizar las transacciones de electricidad entre los países. Aunque no es del alcance de este proyecto, es necesario analizar las posibilidades de esta

organización, pues tiene una gran influencia en el diseño del organismo de coordinación correspondiente.

En principio y de una forma resumida, caben dos opciones para la organización económica del mercado regional.

La primera forma de organizar el MER es en base a acuerdos e intercambios bilaterales (o incluso multilaterales, con varios países involucrados en una única transacción). En un acuerdo de transacción, los agentes involucrados envían la información a los operadores de sistema afectados, quienes tienen la responsabilidad de analizar la viabilidad técnica de dicha transacción a nivel nacional (y a nivel supranacional el organismo correspondiente).

La otra forma de organizar el MER es mediante la creación de un “pool” regional, similar por ejemplo a NordPool, donde se centralizan y se casan las ofertas y demandas de los agentes que deseen o estén autorizados a intervenir en dicho mercado. Este “pool” puede estar basado en ofertas de precios o en costes. A su vez, el “pool” puede ser del tipo “mandatory” con obligación de ofertas o del tipo “ajuste” de excedentes, con voluntariedad de participación. Queda fuera del alcance de este proyecto el análisis de las alternativas del funcionamiento económico del “pool”.

Cualquiera que sea el tipo de organización de mercado escogida son necesarios dos instrumentos, sin los cuales no puede funcionar el mercado regional :

- Normativa que regule el acceso a las redes, la utilización de la Red de Transporte Regional en general y el de las interconexiones en particular, estableciendo claramente el sistema de peajes y la solución de controversias y congestiones
- Organismo que gestione todas estas transacciones. A nivel nacional, existen numerosas experiencias (España, Inglaterra y Gales, etc) en donde funciona eficientemente este organismo.

La figura del Administrador del Mercado Regional está recogida en la Fase C: Armonización regulatoria del MER. A diferencia del Organismo Regulador Regional, en el que son miembros todos los países de Sudamérica, y al igual que en el caso de los Operadores del Sistema Regional, aquí se plantea la existencia de dos Administradores del Mercado Regional, uno para el área del MERCOSUR y otro para el área ANDINA. En el largo plazo, y siempre y cuando las respectivas organizaciones de los dos mercados regionales no hayan divergido, ambos Administradores del Mercado se fusionarían dando lugar a un único Administrador para toda Sudamérica.

Un elemento fundamental de estos organismos es el de conseguir la mayor transparencia posible en sus actuaciones. Sus normas de funcionamiento deben ser claras y conocidas por todos los agentes, fundamentalmente en su interrelación con los operadores de sistemas cuando aparecen congestiones o restricciones.

Otro elemento importante a la hora de diseñar los organismos coordinadores del mercado regional es el dotarles de la suficiente flexibilidad para que puedan ir adhiriéndose a lo largo del tiempo los correspondientes agentes del mercado eléctrico, según vayan evolucionando las regulaciones de los países.

A continuación se describen las propuestas de los elementos básicos de actuación y funcionamiento de los AMR.

8.3.1. Objetivo de los AMR

El principal objetivo de los Administradores de Mercado Regional consiste en gestionar y coordinar eficientemente los intercambios de energía eléctrica entre los países integrantes, de acuerdo con el diseño de mercado que se haya decidido.

8.3.2. Forma legal de las compañías AMR

A diferencia de los Organismos Regulador Regional y Operador de Sistema Regional, en los que es clara la opción de organismo sin fines de lucro financiado por aportaciones de los agentes participantes, en el caso de los Administradores del Mercado Regional aparecen dos opciones para su estructura:

- La primera consiste en mantener un esquema similar a los otros organismos, es decir, organismos gestionados y basados en aportaciones de sus socios, sin fines de lucro.
- La segunda consiste en establecer los AMR como una sociedad anónima, con propietarios identificados que puedan obtener una rentabilidad al capital invertido en los AMR.

Otra vez nos encontramos que las soluciones adoptadas, a nivel nacional en otros países, han sido de muy diversa índole, sin encontrar un esquema que predomine sobre los demás. Este segundo caso tiene la ventaja añadida de que es relativamente fácil generar un sistema de ingresos de los AMR, basado en un pequeño porcentaje de cada

una de las transacciones que tengan lugar. Además, si dichos organismos recepcionan y gestionan los pagos y cobros entre agentes, ello da lugar a un activo financiero de corto plazo, pero muy voluminoso sobre el que se puede conseguir un interés bancario.

A su vez, se puede establecer que los costes de los otros dos organismos sean sufragados mediante aportaciones de los AMR, aunque este esquema puede presentar dificultades de implementación y de resolución de controversias en lo referente a la cuantía y utilidad de la misma. Una solución intermedia que puede establecerse es que los AMR paguen un canon fijo anual, conocido de antemano, a los otros dos organismos, lo que conllevaría que las aportaciones de sus miembros sean menores.

En el Capítulo 9, Financiación de los Organismos, se detallan estos aspectos financieros del AMR.

En la siguiente tabla se analizan las ventajas e inconvenientes de ambos esquemas :

	Ventajas	Inconvenientes
AMR como Sociedad Anónima con rentabilidad económica	<p>Es muy probable que existan numerosas empresas interesadas en participar, pues les supone estar cerca de las decisiones sobre el mercado regional.</p> <p>Socios ajenos al sector eléctrico pueden estar interesados en ser accionistas por la rentabilidad que pueden obtener.</p> <p>Puede ser un “motor” gestionado por criterios empresariales, para el éxito del mercado regional.</p> <p>Puede ser un origen de financiación para los otros organismos.</p> <p>Un mercado se tiene que regir por criterios empresariales.</p>	<p>Exige tener una normativa muy detallada y complicada sobre derechos de los propietarios, máximo nivel de propiedad, transmisión de acciones, quién vende a un nuevo entrante, etc.</p> <p>Exige un plan de negocio muy detallado y conservador para evitar que un posible fracaso económico de la empresa ponga en peligro el mercado regional.</p> <p>Los intereses empresariales pueden no coincidir con los intereses regulatorios.</p> <p>Introduce un cambio de mentalidad cuando se compara con los otros organismos regionales.</p>

	Ventajas	Inconvenientes
AMR como organismo sin fines de lucro	Si las reglas son claras, disminuye el interés de los agentes en estar presentes, lo que supone mayor independencia.	Exige determinar los órganos de gestión y dirección del AMR, que no podrá evitar estar muy supeditados a los Organismos Reguladores.
	Sigue un esquema análogo a los otros organismos, por lo que no introduce cambios de mentalidad en la gestión del organismo.	Exige aportaciones económicas de los agentes, que sólo estarán dispuestos a hacerlas en caso de que vean que optimizan económicamente sus intercambios internacionales.
	Puede establecerse una dependencia del Regulador Regional más intensa.	Puede ser “débil” si no está muy apoyado por los organismos reguladores.
	Permite ser una fase intermedia previa a la creación de una sociedad anónima.	Dificultad de solución de controversias que se dirimirían en otros foros.

En el caso de Sudamérica vemos que es perfectamente factible optar por la alternativa de sociedad anónima, alternativa que plantea menos problemas que la anterior siempre y cuando existan accionistas interesados en aportar capital y, que desde el Organismo Regulador Regional se establezcan unas reglas del juego claras y transparentes.

En principio, en ambos aspectos, puede esperarse una situación favorable. En otros capítulos se ha indicado ya la necesidad de dotar del poder suficiente al Organismo Regulador quien, en lo referente al Mercado, deberá establecer unas normas claras y aceptadas por todos. Por su parte, es previsible el gran interés de los agentes eléctricos, principalmente generadores y comercializadores, en participar en dicho organismo, siempre que les suponga un acceso a mercados adicionales a los que tengan sin pertenecer a él.

En cualquier caso, siempre cabe una solución intermedia, posiblemente aplicable al submercado del Norte, mediante la cual puede empezar siendo el AMR un organismo sin fines de lucro, preparando y allanando el camino para una futura sociedad anónima.

⇒ **Accionistas**

En consecuencia con la propuesta anterior, los AMR se constituirán como empresa o sociedad anónima con sede fija en uno de los países. La Comisión Ejecutiva de la fase preparatoria determinará la sede del AMR.

Caben dos opciones para la selección del tipo de accionistas, cuyas ventajas e inconvenientes se resumen en la tabla siguiente :

	Ventajas	Inconvenientes
Sólo accionistas que sean agentes del sector eléctrico	<p>Conocimiento del sector.</p> <p>Eficacia en la gestión del AMR.</p> <p>Conocimiento de los problemas regulatorios.</p> <p>Se puede imponer la condición de obligación de pertenecer al MER si se quieren realizar intercambios internacionales.</p>	<p>Pueden primar los intereses eléctricos de los accionistas sobre los intereses de rentabilidad o sobre los de transparencia del mercado.</p> <p>Los agentes no presentes pueden acusar de manipulación.</p> <p>En manos de los agentes eléctricos más importantes.</p>
Agentes del sector eléctrico más otros: bancos, instituciones, grupos industriales, etc.	<p>Prima el interés empresarial.</p> <p>Independencia.</p>	<p>Desinterés por el correcto funcionamiento del Mercado Regional.</p>

Como se aprecia en la tabla anterior, no está clara la tipología de los accionistas de los AMR, y será una misión de la Comisión Ejecutiva durante la etapa preparatoria el determinar el interés de los agentes en pertenecer al accionariado de los AMR.

En nuestra opinión, una buena opción para los mercados sudamericanos de electricidad es la de que los accionistas sean exclusivamente agentes autorizados en sus países respectivos a importar o exportar electricidad, con obligación de ser accionistas si se quiere participar en ese mercado. Obviamente, todo ello debe contar con el respaldo regulatorio del Organismo Regulador Regional quien debe prohibir transacciones internacionales no gestionadas por los AMR.

Es decir, la fuerza que pueden tener los AMR, es la obligatoriedad de participar como accionista en él, para poder realizar transacciones de electricidad entre países.

⇒ **Limitación al accionariado**

En cualquiera de los casos anteriores, el correcto funcionamiento de los AMR, para que no se puedan dar posiciones de dominio de algunos de los agentes o países y para garantizar la transparencia de los AMR, exige la aprobación previa de unas reglas que limiten la participación de los agentes y la entrada de nuevos :

- Imposibilidad de sindicarse el voto de las acciones.
- Limitación a la máxima participación individual (P.ej. 5%).
- Limitación a la máxima participación de los agentes de un país, función del número de países y función de algún parámetro de tamaño (demanda anual, potencia pico, etc).
- Limitación a la máxima participación conjunta de cada tipo de agente: generadores, transportistas, distribuidores, etc.
- Normas claras y transparentes para nombramiento de miembros del Directorio.
- Normas sobre la incorporación de nuevos accionistas: mediante ampliación de capital o mediante cuotas preestablecidas que obliguen a los existentes a ceder parte de su participación a los nuevos entrantes.
- Limitaciones a la libre transmisión de las acciones.
- Conocimiento público permanente de la composición del accionariado.

Al ser empresas con sede social en un país determinado, los aspectos societarios anteriores deberán estar autorizados en la legislación de dichos países. En caso contrario, habría que buscar otro método, distinto al de voto en proporción al capital, para garantizar que se mantienen las limitaciones comentadas.

También puede ocurrir que sea excesivamente complicado, por motivos legales o burocráticos, la flexibilidad deseada a la compra-venta de acciones o ampliaciones de capital. En este caso, también es posible plantear la toma de decisiones mediante otros mecanismos que no sean la del voto en proporción al capital.

8.3.3. Órganos de Dirección de los AMR

Los AMR establecidos como una sociedad anónima tendrán su máximo órgano de dirección en el Directorio, que tendrá un número de miembros óptimo para lograr una gestión ágil y eficaz de la Sociedad. Este Directorio mantendrá unas sesiones periódicas (mensuales o como mucho trimestrales)

Como son de prever muchos accionistas, y cada uno de ellos con distinta participación en el capital de la sociedad, deberán establecerse en los Estatutos de los AMR, unas reglas de nombramiento de Directores, las cuales deben estar basadas en la representatividad tanto de los países como de la tipología de los agentes propietarios.

Adicionalmente al Directorio, debe establecerse otro órgano de Dirección, del tipo Junta General de Accionistas, en el que obviamente tendrán representación todos los propietarios de los AMR. Los Estatutos deberán especificar qué decisiones se toman en cada uno de los dos órganos de dirección, todo ello supeditado a la legislación del país sede de los AMR. Como regla general, el Directorio deberá limitarse a decidir la gestión ordinaria de la empresa, dejando a la Junta de Accionistas los aspectos claves de la estructura de la sociedad.

Algunas de las decisiones que deben estar a nivel de Junta de Accionistas son :

- Normas para el nombramiento de Directores.
- Nombramiento de Directores.
- Nombramiento del Presidente del Directorio.
- Aprobación y modificación de Estatutos.
- Normas de mayorías simples y cualificadas en las decisiones del Directorio.
- Cambios en las Normas de ampliación de capital y limitación al accionariado.
- Aprobación de las cuentas anuales.

8.3.4. Funciones de los AMR

Los AMR tendrán asignadas las siguientes funciones :

- Fomentar el buen desarrollo del MER.
- Proponer al Regulador Regional los procedimientos de operación del mercado.
- Asegurar que el despacho regional de energía sea realizado con criterios de mercado siguiendo la regulación establecida.
- Recepción y aceptación de las ofertas de Venta y Adquisición de energía.
- Casación de las ofertas de Venta y Adquisición.
- Comunicar los resultados de la casación y su precio.
- Recibir las alteraciones introducidas por el Operador del Sistema por congestiones o restricciones.
- Liquidación y comunicación de los pagos y cobros por intercambios de energía.

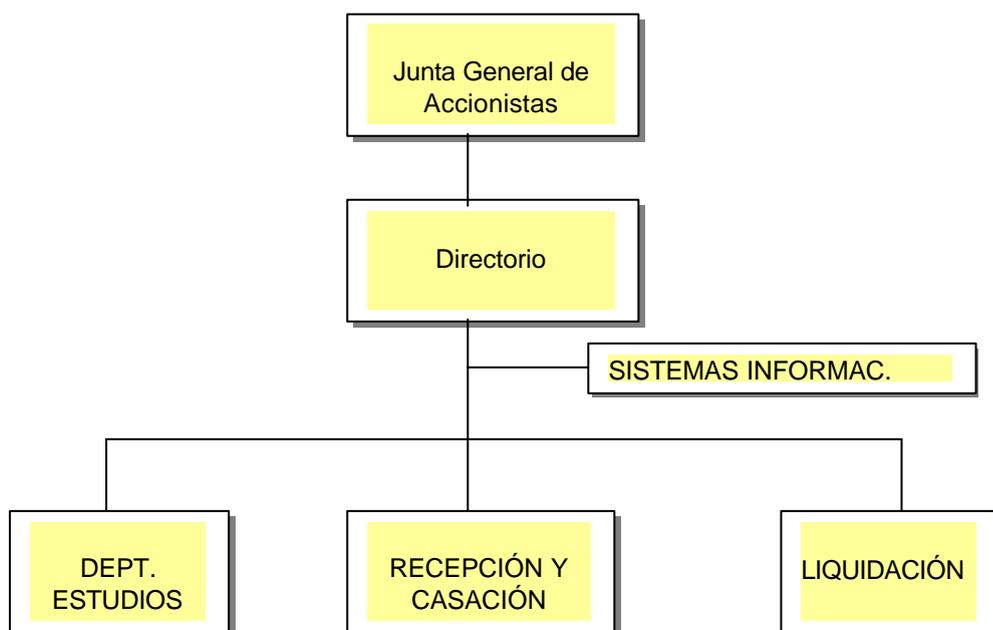
- Realizar la gestión comercial de las transacciones entre los agentes del Mercado Eléctrico Regional.
- Recibir información de las indisponibilidades de las instalaciones de generación y transporte.
- Resolución de los conflictos generados por la aplicación de las reglas de Mercado.

8.3.5. Métodos y organización del trabajo.

Los AMR se dotarán de los medios humanos y de la infraestructura necesarios para llevar a cabo sus funciones.

El Directorio establecerá el organigrama de las sociedades que deberá contar con las siguientes áreas independizadas :

- Regulación
- Recepción de Ofertas
- Casación
- Liquidación
- Análisis de restricciones
- Resolución de conflictos
- Sistemas de Información





9. FINANCIACIÓN DE LOS ORGANISMOS

9.1. Importancia de una adecuada financiación.

Uno de las características que puede condicionar profundamente la eficiencia y operatividad de estos organismos es la necesidad de unos fondos económicos para su propio funcionamiento interno y que resulten dificultosos o gravosos de aportar a los agentes.

Parte de los presupuestos de este tipo de organismos suelen ser asumidos indirectamente por los agentes participantes: horas de dedicación, viajes, organización de reuniones, etc. El resto del presupuesto suele cubrirse mediante cuotas aportadas por los miembros en proporción a algún parámetro de tamaño.

Este esquema puede funcionar adecuadamente, pero puede limitar la propia actividad en el momento que es necesario dedicar recursos importantes tanto de tiempo como económicos.

En los años anteriores al periodo de liberalización y competencia que actualmente está viviendo el sector eléctrico, era muy frecuente y eficiente la cooperación desinteresada de los agentes del sector en organismos internacionales. En estos foros se compartían experiencias, propuestas, hallazgos, etc, sin temor a que los competidores pudieran aprovecharse de ellos, pues cada uno disponía de su mercado cautivo, con unas tarifas más o menos reguladas.

Actualmente, en un entorno creciente de competitividad, ya se dan muestras que en dichos organismos cada vez es más frecuente la “confidencialidad” de muchos temas por su “sensibilidad económica”. Cada vez más las empresas analizan en profundidad la conveniencia y rentabilidad de pertenencia a estos organismos.

Los agentes del sector deben poder apreciar muy claramente que su gasto en este tipo de organismos les está produciendo un beneficio directo o indirecto, a corto o a largo plazo. Si no fuera así, la experiencia demuestra que, en un primer momento, el desánimo cunde entre los participantes, para posteriormente cesar su participación y por lo tanto su aporte económico.

Por todo ello, debe prestarse una atención especial al presupuesto y financiación de los organismos propuestos, tratando de encontrar fórmulas que no sean onerosas para los participantes, a la vez que sean distribuidas de forma justa entre los agentes responsables de la actividad o entre los beneficiarios del resultado de los trabajos de los organismos.

9.2. Alternativas de financiación

Las alternativas de financiación de estos organismos básicamente se resumen en dos:

- **Aportaciones anuales** de unas cuotas por parte de los agentes que se benefician de la integración del mercado, de tal manera que los organismos puedan cubrir sus costes de funcionamiento. Estas aportaciones estarían calculadas en función de algún parámetro de tamaño del sector eléctrico tales como demanda anual, potencia máxima del sistema, número de habitantes, etc. Esta forma de financiación sería transitoria.
- **Autofinanciación.** Encontrando un mecanismo más directo de obtención de ingresos, basado en el propio mercado regional. Será necesario que haya un volumen significativo de transacciones. A continuación se expone una propuesta de autofinanciación basada en el Administrador del Mercado.

9.3. Vías de recaudación del AMR

Como ha quedado establecido anteriormente, los AMR pueden ser sociedades anónimas que podrían obtener sus recursos financieros principalmente mediante dos vías :

a) Porcentaje sobre las transacciones de electricidad

El intercambio internacional de electricidad en Sudamérica es incipiente, pero se tiene la información suficiente para realizar una aproximación del volumen que se intercambiará en los próximos años. A su vez, es relativamente sencillo evaluar los costes asociados al funcionamiento de los AMR : personal, infraestructura, etc.

Con ambas evaluaciones, la Comisión Ejecutiva en la fase preparatoria deberá establecer la metodología de cálculo de un porcentaje a aplicar sobre cada transacción, de tal manera que la recaudación de estos importes sea la necesaria para dar una rentabilidad justa a las sociedades AMR.

En principio, este porcentaje deberá aplicarse sobre el importe económico propiamente dicho de cada transacción, aunque caben otras opciones tales como aplicarlos sobre la energía intercambiada, o bien establecer un sistema que incentive el manejo del mercado: concentración de transacciones, menores importes para agentes.

Es relativamente sencillo calcular y recaudar un porcentaje sobre cada transacción de intercambio de electricidad, dado que es previsible la evolución del mercado internacional.

b) Ingresos por activos financieros temporales

Los AMR recolectarán todos los importes asociados a las transacciones de electricidad, realizarán el balance de pagos y cobros entre agentes y reembolsarán los importes correspondientes. Por lo tanto, dispondrán durante un número de días de unos activos financieros importantes, que mediante acuerdos con las entidades bancarias pueden obtener unas rentabilidades financieras importantes.

El volumen de este ingreso financiero puede ser muy diverso, dependiendo fundamentalmente del número y tamaño de transacciones. Es muy posible que en un principio sean escasas las transacciones que se realicen, por lo que habría que ser prudente en la evaluación del ingreso.

9.4. Alternativas de asignación de los recursos económicos

Los fondos mencionados anteriormente recaudados por el AMR, pueden ser asignados de dos maneras diferentes, que obviamente influyen en los porcentajes de recaudación necesarios para obtener los fondos :

- El AMR se autofinancia sin recurso a sus miembros. El ORR y el OSR deberán financiarse mediante cuotas aportadas por sus miembros
- Además de autofinanciarse el AMR, éste entregaría anualmente una aportación al ORR y al OSR para cubrir sus propios costes. Este mecanismo presenta la ventaja de que todo el coste de la implementación del mercado regional recae sobre los agentes que participen en el mismo, y además en proporción directa al beneficio económico que obtienen de él.



10.CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En los capítulos anteriores se ha expuesto la propuesta de Organismos Regionales para la Coordinación de los futuros mercados regionales de electricidad en Sudamérica.

La conformación de un mercado regional no es una tarea fácil, como ha quedado suficientemente expresado en el informe, pues intervienen aspectos políticos, institucionales, técnicos, económicos que presentan intereses contrapuestos y dificultades técnicas de implantación.

Es por ello que, en nuestra opinión, el éxito del funcionamiento de los organismos necesita de algunos elementos claves, ya mencionados anteriormente :

⇒ **Entorno político e institucional**

- Convencimiento de todos los agentes involucrados de la necesidad de alcanzar un mercado regional transparente y competitivo.
- Apoyo político directo que debe plasmarse en Acuerdos Regionales de Integración, firmados al más alto nivel posible.
- Liderazgo asumido por los Reguladores nacionales y con el apoyo del resto de agentes del sector.

⇒ **Diseño del mercado**

- Diseño de un mercado regional transparente, competitivo, con reglas claras y aceptadas por todos.
- Diseño convergente de los mercados regionales de MERCOSUR y PACTO ANDINO.

⇒ **Organismos**

- Organismo Regulador Regional con poder suficiente para emitir normativa y sancionar su incumplimiento.
- Los Operadores Regionales del Sistema y los Administradores del Mercado Regional deben estar supeditados al Organismo Regulador Regional.
- Trasposición clara de la normativa regional a las normativas nacionales.
- Organismos ágiles y flexibles que sean capaces de adaptarse a la evolución de los mercados y de las tecnologías.
- Representantes de los países en los Organismos deben tener suficiente calidad técnica y capacidad de decisión para no bloquear el trabajo.
- Especial atención a la financiación o autofinanciación del los Organismos, que permita dotarles de los medios técnicos y humanos suficientes.