



Lecturas de Economía

ISSN: 0120-2596

lecturas@udea.edu.co

Universidad de Antioquia

Colombia

García Rendón, John Jairo; Palacios Builes, Carlos Mario
La integración energética de los países nórdicos -Nord Pool-: lecciones para otros mercados
Lecturas de Economía, núm. 64, enero-junio, 2006, pp. 119-142
Universidad de Antioquia
.png, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=155213360005>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica
Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

La integración energética de los países nórdicos —Nord Pool—: lecciones para otros mercados

John Jairo García y Carlos Mario Palacios*

—Introducción. —I. Principios económicos que fundamentan la integración. —II. El caso de la integración de los países nórdicos. —III. Conclusiones,

Primera versión recibida en agosto de 2005; versión final aceptada en mayo de 2006

Introducción

En los últimos años la economía mundial ha mostrado una tendencia y una preferencia por la integración de mercados; las ventajas comparativas y competitivas que esta estrategia ofrece apenas se están aprovechando. El sector eléctrico desempeña un importante papel en la dinámica económica de la gran mayoría de los países por ser el que genera, distribuye y comercializa parte de la energía necesaria para poner en funcionamiento día a día empresas, hogares e infinidad de funciones que serían impensables de realizar sin este servicio. El sector eléctrico no es ajeno a este fenómeno y por esto su mercado muestra claras tendencias de integración regional y suprarregional que apuntan a la conformación de mercados eléctricos comunes para varios países; por

* John Jairo García Rendón. Departamento de Economía de la Universidad Eafit. Miembro del Grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada del Departamento de Economía de la Universidad Eafit Carrera 49. No. 7 Sur 50. Medellín. Colombia. Dirección electrónica: jgarcia@eafit.edu.co. Carlos Mario Palacios Builes. Economista de la Universidad Eafit. Carrera 49. No. 7 Sur 50. Medellín. Colombia. Dirección electrónica: cpalaci2@eafit.edu.co. Este artículo es producto del proyecto de investigación: “Integración de mercados eléctricos y su regulación: el caso de la Comunidad Andina de Naciones —CAN—” elaborado por el Grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada del Departamento de Economía de la Universidad Eafit y financiado por la misma Universidad. Los autores agradecen a Laura Victoria Calderón Gómez, Jaime Alberto Blandón Díaz, José Vicente Cadavid Herrera y Gustavo Adolfo López Álvarez

ello, las empresas del sector eléctrico deben enfocar sus esfuerzos hacia este objetivo pues este es el panorama del mercado en el futuro inmediato.

En este artículo se analiza la evolución del proceso de integración del sector eléctrico de los países nórdicos —Nord Pool—. Aspectos como regulación, precios e infraestructura se encuentran aquí recogidos; además, se hace un análisis de los fundamentos de los procesos de integración comercial y una descripción básica de la regulación económica, especialmente para el sector eléctrico.

El texto está dividido en tres secciones que están dirigidas a dar una visión general sobre la importancia de la integración en el sector eléctrico. La primera sección recoge, en forma didáctica, los principios económicos que fundamentan la integración. La segunda sección se concentra en el caso de la integración de los países nórdicos; ésta sección, a su vez, se divide en: algunos antecedentes del sector energético de cada uno de los países pertenecientes al acuerdo energético en cuestión, la evolución del proceso de integración y, por último, el funcionamiento de este. Finalmente, en la última sección se recogen los aspectos más relevantes del Nord Pool y algunos puntos importantes para los procesos de integración de mercados energéticos que están en proceso en el continente, como la Comunidad Andina de Naciones —CAN—, el Mercosur o el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

I. Principios económicos que fundamentan la integración

Los procesos de integración e intercambio de bienes y servicios entre países ha sido objeto de estudio y debate en la ciencia económica durante los últimos dos siglos; a lo largo de este período, los mercados de diversos productos en diferentes regiones se han abierto paulatinamente a la competencia extranjera, ya sea totalmente o con algunas barreras. En años más recientes esta tendencia se ha mostrado más marcada. Términos como integraciones de mercado regionales, zonas arancelarias comunes, comunidades económicas, globalización, entre otros, se han vuelto de uso cotidiano. Las ventajas comparativas y competitivas que esta estrategia ofrece apenas se están aprovechado.

Para comprender las razones que motivan esta tendencia es necesario referirse a las teorías del comercio internacional. En 1776 Adam Smith publica en *La riqueza de las naciones* uno de los principios fundamentales que justifica el comercio entre diferentes países, en el cual argumentaba “Que sean naturales o adquiridas las ventajas que un país tenga sobre otro, no tiene importancia al respecto. Pero desde el momento en que una nación posee tales ventajas y otra carece de ellas, siempre será más ventajoso para ésta comprar en aquélla, que producir por su cuenta” (Smith, citado por Hahne, 1997, p. 616)

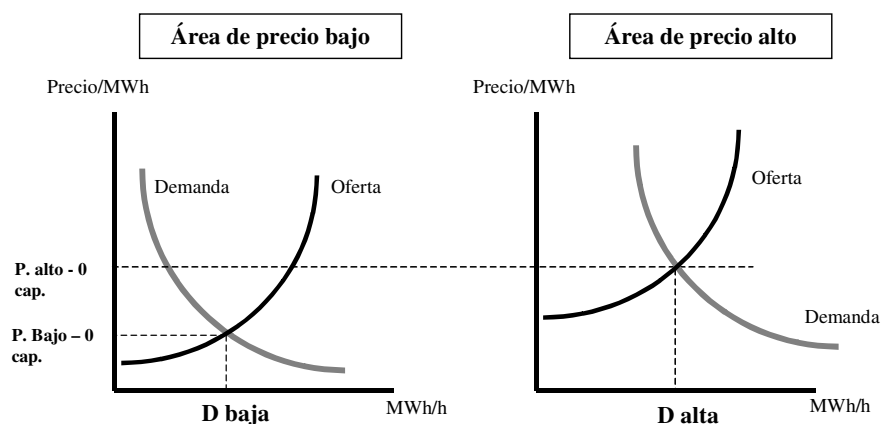
Así, Smith hacía referencia a la ventaja absoluta de una nación frente a otra. Esta teoría más adelante sería refinada por David Ricardo con su teoría de la ventaja comparativa. Ella sostiene que dada una diferencia en las respectivas productividades del trabajo entre dos naciones, para el país con mayor productividad resulta ventajoso importar una mercancía para la cual su costo de producción es relativamente mayor que la del país competidor, a pesar de que este sea capaz de producirla.

John Stuart Mill reforzaría este análisis considerando no solamente los costos comparativos, sino, también, la intensidad de las demandas entre las dos naciones. Como queda consignado en este pasaje de su obra maestra, *Principios de economía política*: “Por consiguiente, puede considerarse establecido que cuando dos países comercian entre sí en dos mercancías, el valor de cambio de las mismas en relación una con la otra, se ajustará por sí mismo a las inclinaciones y circunstancias de los consumidores de uno y otro lado, en tal forma que las cantidades que precisa cada país, de los artículos que importa de su vecino, basten exactamente para pagarse la una a la otra...” (Mill, 1996)

Por su parte, el teorema de Heckscher-Ohlin explica con más claridad cuál es el origen de la ventaja comparativa de la que hablaban los economistas clásicos, especialmente David Ricardo. Este modelo supone transacciones de dos bienes entre dos países que utilizan dos factores (capital y trabajo), en donde existe perfecta movilidad de bienes y factores y donde las funciones de producción son las mismas para cada bien en cada país. El teorema dice, básicamente, que un país exportará el bien que utiliza intensivamente su factor relativamente más abundante e importará el bien que para su producción requiera el factor que para este país sea relativamente más escaso. De esta abundancia relativa viene la ventaja comparativa que antes señalaron los autores clásicos (véase Bajo, 1991).

Porter (1990) en su teoría sobre la ventaja competitiva establece, entre otros aspectos, como esta puede obtenerse fundamentalmente por dos vías: la primera, el liderazgo en costos, lo que implica una ventaja competitiva vía precios. La segunda, la diferenciación en calidad y en servicio posventa. Esto implica que aquellos países que producen bienes y servicios a un menor costo los pueden vender en otros países donde sus costos de producción son mayores, haciendo que el precio final de estos bienes y servicios en los últimos tiendan a disminuir,¹ como se observa en el gráfico 1, lo que a su vez tendría un efecto positivo sobre los consumidores vía eficiencia en la asignación.

¹ Sujeto a los costos de transacción que de aquí se derivan y a las condiciones geográficas.



Fuente: Appleyard y Field, (2003).

Gráfico 1. *Efecto de una integración comercial cuando existe diferencial de precios*

En la actualidad se distinguen varios grados de integración económica; este tema lo desarrolla ampliamente Bela Balassa (1964) quien señala: “La integración económica, tal como la hemos definido, puede adoptar varias formas que representa los grados diversos de integración. Estas son: área o zona de libre comercio, unión aduanera, mercado común, unión económica e integración económica total” (Balassa, 1964)

Una zona de libre comercio es el tipo de integración más incipiente y está caracterizada por la abolición de algunas barreras comerciales, tanto arancelarias como no arancelarias, pero manteniendo restricciones al comercio con los países que no pertenecen al acuerdo. La unión aduanera es un acuerdo de integración un poco más amplio que, además de las características mencionadas anteriormente, incluye también la equiparación de las tarifas en el comercio con países no miembros de la integración, es decir, las tarifas y restricciones que imponen los países miembros a los no miembros son las mismas, sus políticas exteriores están completamente armonizadas y en este aspecto funcionan casi como un mismo país. En una fase superior se encuentra el mercado común, que es un tipo de integración en el que, además de eliminar las barreras arancelarias y no arancelarias al comercio, se da libre movilidad a los factores entre cada uno de los países signatarios del acuerdo. En una fase posterior está la unión económica, donde además de las características de los tipos de integración anteriores, existe un alto grado de armonización de la política económica de los países miembros. Por último, la integración económica total es casi la fusión de los países para convertirse en uno solo, pues tanto sus

políticas monetarias y fiscales, como sus monedas y sus estrategias procíclicas y anticíclicas tienen que estar perfectamente coordinadas y tiene que existir una autoridad supranacional que obligue a todas las partes del acuerdo.²

Entre los beneficios que reconoce la literatura convencional sobre los procesos de integración están los que tienen que ver con la ampliación del comercio, la mejora en los términos de intercambio, el incremento del excedente del consumidor debido al aumento de la competencia, las economías de escala y el crecimiento de la inversión extranjera; sin embargo, teorías desarrolladas en los últimos años reconocen beneficios adicionales en la integración regional, tal como lo señalan Schiff y Winters (1998, citado por Francés, 2000), quienes consideran que estos procesos son generadores de externalidades positivas en materia de seguridad. Estos autores identifican fortalezas adicionales que supone esta nueva posición para responder en bloque ante amenazas internacionales.

Joseph Stiglitz, premio Nóbel de economía en 2001, es un fuerte oponente a la forma como han llevado a cabo la globalización en el mundo organismos multinacionales tales como el Fondo Monetario Internacional o el Banco Mundial. Stiglitz reconoce en esta tendencia de apertura de mercados e integración global grandes oportunidades y beneficios en cuanto a economías de escala y desmantelamiento de barreras artificiales a los flujos de bienes que unidos se traducen en reducciones de precios a favor de los consumidores, caída en los costos de transporte y comunicación, y mayor flujo de capital y conocimientos entre las regiones; esto siempre y cuando el proceso de globalización se lleve a cabo de una manera responsable, como él mismo lo reconoce en su ejemplo: “Incluso aunque la globalización presente facetas negativas, a menudo ofrece beneficios; la apertura del mercado lácteo de Jamaica a las importaciones desde Estados Unidos en 1992 pudo perjudicar a los productores locales pero también significó que los niños pobres pudieran consumir leche más barata” (Stiglitz, 2002. p. 250).

El trabajo de Fernández y Portes (1998, citado por García, 1998) también añade nuevos ítems a la lista de beneficios tradicionales de las áreas de libre comercio; entre los beneficios que estos autores identifican están: la mejora en la congruencia temporal de las políticas económicas y de las reformas políticas, la prevalencia de determinadas condiciones políticas y económicas, la mejora de capacidad de negociación frente a terceros países o grupos regionales, la eliminación de resistencias a la liberalización tanto económica como política, cuando se produce de manera unilateral y, por último, siendo este el más

² El sector energético es una pieza fundamental de cualquier economía y por lo tanto sus relaciones de intercambio se comienzan a dar desde el primer grado de integración, este sector de alguna manera permite estrechar los vínculos comerciales entre las naciones dada su importancia para el sector productivo de cualquier país.

útil al tema de las integraciones del mercado energético, el que tiene que ver con brindar una especie de seguro ante futuras eventualidades como problemas de desabastecimiento o coyunturas adversas que puedan comprometer la capacidad productiva del país.

Las naciones tienen razones tanto internas como externas para llevar a cabo una integración de mercados. En el contexto latinoamericano los motivos internos están dados, principalmente, por la orientación exportadora que han adoptado los países de la región, pues esta estrategia permite no solo dinamizar el intercambio comercial, sino algo aún más importante: favorece la especialización productiva, acelerando los procesos de desarrollo. Entre las razones externas se destacan los diversos acuerdos comerciales que se vienen firmando alrededor del mundo y en el caso latinoamericano la iniciativa del Área de Libre Comercio de las Américas —Alca—, propuesta por el presidente George Bush a comienzos de la década de los noventa, y actualmente los tratados de libre comercio impulsados por Estados Unidos. Específicamente sobre mercados energéticos el caso de la Comunidad Andina de Naciones —CAN³—, el Mercado Eléctrico Regional de Centro América —MER⁴— y el Mercado Común del Sur —Mercosur⁵— y una eventual integración entre éstos.

Es importante tener en cuenta que los beneficios que prometen los procesos de integración no son fácilmente alcanzables; lograr que esta iniciativa tenga los resultados esperados supone esfuerzos importantes y gran compromiso de las partes. La armonización de las políticas económicas de los países involucrados en el proceso de integración es el primer reto que se debe enfrentar para que el proceso sea exitoso, como lo señala Eugenio Lahera (1992): la inestabilidad cambiaria genera incertidumbres respecto a la evolución de los precios relativos, lo que a su vez causa mayores riesgos para la inversión, crea desajustes en la asignación de recursos entre bienes comerciables y no comerciables, y provoca inestabilidad financiera, con sus consabidos efectos sobre el sector monetario.

³ Cuyo objetivo es la construcción de un Mercado Común, armonizando políticas macroeconómicas, políticas y fiscales, fomentando la libre circulación de personas a través de mercados laborales integrados; aumentar la integración de mercados (especialmente en sector servicios) y fortalecer el poder de negociación y posicionamiento frente a otros bloques económicos. Está conformado por: Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.

⁴ Conformado por los países centroamericanos. Los principales objetivos son incrementar la eficiencia en el abastecimiento regional de energía, la competencia y seguridad del suministro de energía eléctrica; promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica y uniformizar los criterios de calidad y seguridad operativa.

⁵ Organización regional creada por el Tratado de Asunción (1991) para el establecimiento de un mercado común en Sudamérica. Tiene su origen en un acuerdo bilateral de comercio firmado por Argentina y Brasil en 1986, el cual se amplió en 1990 para formar una zona de libre comercio.

Lo último obliga a que los agentes inmersos en los procesos de intercambio asuman coberturas financieras sobre el tiempo de cambio para evitar posibles volatilidades de éste.

Los desequilibrios en las políticas macroeconómicas aplicadas por las naciones implicadas en la integración, además de provocar inestabilidad cambiaria y flujos de capital y comercio que pueden ser adversos a los intereses de alguno de los países también son generadores de desconfianza y evitan que se consolide el proceso de integración creando un clima de incredulidad sobre ésta. La diversidad de políticas sectoriales que tienen los países en una región también se convierte en un obstáculo a la hora de negociar una integración regional: las reglamentaciones y barreras, que tiene cada país para proteger sus intereses específicos, dificultan la articulación de las políticas para conseguir ese objetivo común.

Armonizar los marcos regulatorios de cada país y las estructuras de cada mercado es un reto que hay que enfrentar con gran cautela: se debe hacer un estudio minucioso de los marcos fiscales, legales y regulatorios de cada economía y luego ajustarlos para evitar futuros inconvenientes. Por último, otro factor que se identifica como un cuello de botella a la hora de integrarse es lo referente a la integración física, o lo que es lo mismo: el tema de la infraestructura. Para lidiar con esta dificultad tiene que existir un compromiso conjunto de todos los países signatarios del acuerdo, donde sus esfuerzos redunden en notables beneficios para todas las partes; para el caso del sector eléctrico la infraestructura se debe concentrar en el montaje de redes de alta tensión y centros de despacho regionales.

Los éxitos o los fracasos derivados de los acuerdos de integración están en función de la responsabilidad y el compromiso de las partes en la aplicación de éstos y de las estrategias que se utilicen para su aplicación. Como se ha señalado antes, el sector energético es una pieza fundamental en esta etapa integracionista que se vive actualmente y entre sus retos y responsabilidades está no solo en jalonar un eventual proceso de integración regional, sino soportarlo en el futuro. Examinemos a continuación la experiencia de los países nórdicos que han recorrido un largo camino en la integración de sus sistemas eléctricos.

II. El caso de la integración de los países nórdicos

A. Antecedentes

Antes de entrar a describir el proceso es importante tener una idea de las condiciones del sector eléctrico de cada uno de los países miembros del Nord Pool, establecido en 1993. En el período anterior a la integración, los mercados de energía de los países nórdicos estaban conformados por monopolios locales y regionales; por lo tanto, las

inversiones en infraestructura para la industria energética dependieron durante mucho tiempo de las decisiones tomadas por los gobiernos de estos países. La electricidad había sido considerada un bien público; por esta razón los gobiernos tenían el monopolio sobre este sector. Gracias a las economías de escala en las empresas de generación eléctrica éstas eran consideradas monopolios naturales; debido a esto el mercado eléctrico fue altamente protegido de la competencia. Esto hizo que en la región solo existieran unas cuantas compañías de propiedad de cada uno de los estados, las cuales estaban integradas verticalmente en todas sus actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización).

A continuación se hace una breve descripción de cómo funcionaba el sector eléctrico en cada uno de los países que hoy pertenecen al Nord Pool antes de que este proceso se iniciara.

Tabla 1. *Nord Pool: información básica de los países socios*

Variable	Noruega	Suecia	Finlandia	Dinamarca
PIB per cápita (• mar. 2002)	37821	30227	27945	36216
Población (hab. 2001)	4.503.404	8.875.053	5.175.783	5.358.815
Capacidad MW. (2003)	27.893	31.721	16.827	12.480
Interconexión MW. (2003)	5.400	9.270	1.810	3.390
Intercambio real TWh(Mercado spot 2004)	45,4	66,6	35,7	19,3
Tarifa usuario*Euros / MWh (2004)	28,81	28,81	28,81	28,81

* Precio *spot* promedio durante 2004. Se utilizó la tasa de cambio de 8,4 coronas noruegas por Euro, vigente para febrero de 2005.

Fuente: Nord Pool Annual Report, (2004); Report from the Nordic Competition Authorities, (2003)

1. *Noruega*

Noruega se ha constituido en el país líder en la integración del mercado eléctrico de los países nórdicos; sin embargo, años antes de dirigir este proceso, la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía estaban altamente reguladas en este país. Entre 1887 y 1894, cuando se construían las primeras plantas de generación eléctrica en Noruega, el Parlamento noruego comenzó a establecer una política regulatoria sobre las represas y los recursos hidrográficos para la generación eléctrica. En sus inicios las plantas eran propiedad de los municipios, esto con el fin de ofrecer energía a un bajo precio para los usuarios. La explotación privada de estos recursos estuvo fuertemente regulada, especialmente la proveniente de empresas extranjeras. A principios del siglo XX la generación de electricidad estaba fragmentada, esta se encontraba en manos de los municipios y de las grandes empresas que generaban su propia energía para abastecerse

a sí mismas. Solo hasta 1971 apareció el primer intento para integrar el sistema a nivel nacional; fue entonces cuando se creó un *pool* que interconectó cinco regiones con el propósito de optimizar y coordinar el despacho hidroeléctrico de Noruega. Este *pool* se llamó Samkjøringen.

Sin embargo, el sistema eléctrico noruego aún contaba con un gran problema: existía un alto diferencial de precios entre las regiones, lo que traía otros inconvenientes, como altas inversiones en capacidad en las regiones con altos precios y déficit en las zonas con precios bajos.

2. Suecia

Por otro lado, Suecia, el otro socio fundador del Nord Pool tuvo en su sistema eléctrico unos precedentes diferentes, aunque igualmente complejos como los de Noruega. El sistema eléctrico sueco se encontraba regulado por una ley eléctrica de 1902. La generación eléctrica no se encontraba centralizada ni nacionalizada. Sin embargo, a mediados del siglo XX la generadora estatal Vattenfal quedó encargada de las líneas de transmisión y del control de diez grandes plantas de generación gracias a sus economías de escala. Vattenfal tenía entonces el control de la transmisión y de cerca del 50% de la generación; por otro lado, los distribuidores se convirtieron en clientes concesionarios de la compañía estatal. Los generadores que requerían transmitir la energía de una planta de generación a una red regional se les otorgaba acceso a la red de transmisión por el llamado Acuerdo de Conexión Troncal. Las principales compañías generadoras tenían un acuerdo para el intercambio de energía; sin embargo, éste no contaba con un centro de despacho central y el único requisito para participar de éste era que cada compañía tuviese suficiente capacidad de generación para cubrir la demanda en condiciones normales. Vattenfal también lideró esta iniciativa por ser el principal generador del país, además de controlar el balance de frecuencia del sistema sueco.

3. Finlandia

Una de las características del mercado eléctrico finlandés ha sido el importante papel desempeñado por la producción de electricidad por cuenta propia de la industria, consecuencia de su uso intensivo en el sector. Del total de la energía producida en el país, un 40% es producido por las propias empresas industriales para su autoconsumo.

Hasta 1995 la regulación del sector eléctrico finlandés fue relativamente laxa: no imponía ningún control sobre el nivel de precios y solo se controlaba el nivel de concentración de competencia dentro del sector. El clima y las industrias intensivas en electricidad han hecho de Finlandia un país con una intensidad energética entre las más altas en todo el mundo. Más de la mitad de la energía eléctrica es consumida por la industria

(Ministerio de Industria y Comercio de Finlandia, 2003). Estas características especiales han hecho que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía en este país hayan estado bastante descentralizadas y no necesariamente en manos del Estado, características que han facilitado el proceso de modernización de la industria eléctrica finlandesa y su ingreso en el acuerdo del Nord Pool.

4. Dinamarca

La política energética danesa se ha caracterizado por su fuerte centralismo. Fue solo hasta 1999 que el gobierno de este país decidió abrir su sector eléctrico e interconectarlo tanto al Nord Pool como al sistema alemán. El sistema eléctrico danés está separado en dos mercados que no están interconectados entre sí: Dinamarca Oeste (DK1) y Dinamarca Este (DK2)

Dinamarca es el país con el menor consumo entre los países del Nord Pool (6.600 KWh) (The Nordic Competition Authorities, 2003). En la última década el gobierno danés ha fomentado medidas de ahorro y penalización del consumo con impuestos muy elevados (Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España Copenhague, 2001). Como consecuencia de todo lo anterior, el consumo danés de energía se ha mantenido casi constante durante treinta años a pesar del incremento en el nivel de vida. Así, el consumo bruto de energía en 2001 era similar al de 1972, unos 19 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Comisión Reguladora de Energía, Transforma, 2004). Además, vale la pena destacar el énfasis que hacen las autoridades danesas en las consideraciones medioambientales y en la utilización de energías limpias.

B. La evolución del proceso de integración del mercado eléctrico en los países nórdicos

El proceso de integración del mercado eléctrico de los países nórdicos comenzó a principios de la década de 1990 cuando el gobierno noruego desagregó las actividades del sector eléctrico. Ésta, que era una industria altamente regulada, fue segmentada en cuatro actividades principales: las actividades de generación y suministro fueron liberalizadas totalmente y se dejaron a la libre competencia mientras que las actividades de transmisión y distribución continuaron siendo monopolios regulados por el Estado. La reforma entró en vigor a partir del primero de enero de 1991 con la implementación de la *Energy Act*, cuyos objetivos apuntaban a incrementar la eficiencia en el sector y eliminar las diferencias de precios.

La idea básica detrás de la reforma era desagregar funciones y considerar la competencia en el sector eléctrico sin privatizar totalmente la industria. El nuevo diseño del sector se caracterizaría por cuatro factores principales: primero, el establecimiento del

mercado común noruego llamado Statnett Marked AS (en 1996, con el ingreso de Suecia, pasó a llamarse Nord Pool ASA); segundo, la separación de actividades de las empresas verticalmente integradas en funciones competitivas y reguladas como se explicó antes; tercero, la introducción de la posibilidad de venta directa de energía para todos los usuarios, incluyendo usuarios residenciales; por último, el sistema de transmisión de alta tensión de la empresa de propiedad estatal Statkraft, fue desagregado en una compañía diferente, llamada Statnett. Statkraft fue reorganizada y se convirtió en un generador orientado hacia la comercialización de la energía. A Statnett se le dio la responsabilidad de operar la red de transmisión nacional. Ambas empresas se mantuvieron en manos del Estado.

Usando al mercado Noruego como modelo, la industria eléctrica sueca también se reorganizó en 1996. Svenska Kraftnät fue la empresa estatal creada para administrar las redes de transmisión y las interconexiones internacionales, al mismo tiempo responsable de la seguridad del sistema. Fue en este mismo año que se abrió el mercado *spot* de electricidad noruego sueco, el llamado Nord Pool, eliminando de esta manera cualquier barrera de comercio de energía entre ambos países; sin embargo, fue solo hasta el 1° de noviembre de 1999 que los precios fueron totalmente liberalizados.

A partir del 1° de junio de 1995 comenzó a regir en Finlandia la Ley del Mercado Eléctrico; en ésta se introdujeron los principios de competencia y se inició la transición hacia la liberalización del mercado eléctrico, que fue abierto a todos los usuarios en noviembre de 1998. Una de las empresas que resultó influida por la modernización del sector eléctrico finlandés fue la compañía de transmisión Fingrid, que inició operaciones en septiembre de 1997 y se convirtió en el operador de las líneas de transmisión en todo el país. La modernización de la industria eléctrica finlandesa no requirió tantos cambios como en otros países, ya que fue resultado de un proceso natural para satisfacer la demanda del país y poder competir con sus dos vecinos: Suecia y Noruega. Estas condiciones hicieron que en un comienzo Finlandia se convirtiera en un área de precios independientes del Nord Pool (*EL-EX*); sin embargo, actualmente se encuentra totalmente integrado al sistema. Además, la no existencia de un despacho central y la flexibilidad del gobierno en cuanto a la regulación permitieron una transición mucho más suave.

Dinamarca fue el último país en entrar al Nord Pool. El mercado danés de energía eléctrica está separado en dos mercados (Dinamarca oeste, también llamado *Jutland* o DK1 y Dinamarca este, también llamado *Zealand* o DK2). Estos mercados se encuentran separados geográficamente y no hay interconexión entre ellos, pero sí están interconectados con otros mercados eléctricos. Dinamarca oeste está interconectada con Noruega, Suecia y Alemania, mientras que Dinamarca este está interconectada únicamente con Suecia y

Alemania. La estructura de propiedad del mercado eléctrico danés también presenta unas características particulares: cerca de cien compañías son accionistas de una o de ambas compañías de transmisión de Dinamarca (Eltra en Dinamarca oeste y Elkraft en Dinamarca este) lo que hace que su propiedad sea muy fragmentada; por lo cual ninguna compañía tiene un poder de mercado alto en alguna de las empresas operadoras del sistema de transmisión.

Su mercado eléctrico se empezó a liberalizar desde 1999, cuando permitió el acceso al mercado común de los países nórdicos a aquellos agentes con un consumo superior a 100 GWh por año. A partir del 1º de enero de 2001, aquellos usuarios con un consumo superior a 1 GWh fueron libres de escoger su proveedor de energía eléctrica y desde el 1º de enero de 2003 todos los usuarios están autorizados a comprar la electricidad donde ellos deseen.

Suecia es el país que aporta la mayor cantidad de energía generada en este sistema. Para 2001 produjo cerca del 41% del total generado en el Nord Pool, seguido por Noruega con el 31%, Finlandia con el 19% y Dinamarca con el 9% (The Swedish Energy Agency, 2002). Esto se explica porque su consumo también es el más alto de la región. Producir para autoabastecerse no siempre es óptimo: aunque los socios de Suecia no produzcan una cantidad de energía tan alta como ellos, éstos juegan un papel muy importante, la complementariedad; esta es la razón de ser del sistema interconectado de los países nórdicos, más conocido como Nord Pool.

En el Nord Pool es muy importante la complementariedad de los diferentes tipos de generación de energía, como se aprecia en la tabla 2. Para 2001 la generación hidroeléctrica fue de 213 TWh, lo que corresponde al 55% de la generación total; debido a esto la generación de energía entre un año seco y uno húmedo puede variar en unos 40 TWh (Kristiansen, 2000); la energía nuclear aportó el 24% (91 TWh), seguida de la generación térmica, 20% (79 TWh) y finalmente la generación eólica con apenas el 1% (5 TWh). Las condiciones geográficas y económicas de la región han hecho que cada país se especialice en un tipo de generación de electricidad diferente. En Noruega, gracias a sus ricos recursos hídricos, el 99% de la producción de energía tiene origen en las hidroeléctricas; en Dinamarca el 88% de su energía es generada en termoeléctricas; en Finlandia y en Suecia se cuenta con un sistema de generación mixta donde se combina la generación en plantas nucleares, termoeléctricas e hidroeléctricas (Foro de la Industria Nuclear Española, 2002). Suecia produce el 50% de su energía en hidroeléctricas y el 44% en plantas nucleares; Finlandia, por su parte, produce 50% en termoeléctricas y 31% en plantas nucleares (Report from the Nordic competition authorities, 2003).

Tabla 2. *Nord Pool: Cantidad de energía eléctrica generada por tipo de producción y por país (TWh)*

	Noruega				Suecia				Finlandia				Dinamarca			
	1990	1996	2000	2001	1990	1996	2000	2001	1990	1996	2000	2001	1990	1996	2000	2001
Hidrogenada	120	103	142	121	71	51	78	79	11	13	14	13				
Termogenerada	1	1	1	1	5	14	9	10	23	36	31	36	24	49	30	32
Nuclear					65	71	55	69	18	19	22	22				
Eólica								1					1	1	4	4
Total generado	121	104	143	122	142	137	142	158	52	66	67	72	24	50	34	36
Total consumo	105	113	124	125	140	143	147	151	62	69	79	82	31	35	35	35
Generación - Consumo*	16	-9	19	-4	2	-6	-5	7	-11	-4	-12	-10	-7	15	-1	1

* Un saldo negativo representa un déficit en la generación que debió ser compensado por importaciones de energía para abastecer la demanda interna de ese país en ese año, en el caso contrario cuando el saldo es positivo indica un exceso en la generación que debió ser exportado ese año.

Fuente: Report from the Nordic Competition Authorities (2003).

Cada tipo de generación de energía tiene ventajas y desventajas asociadas a ella. La generación hidroeléctrica es la más económica de todas, pero su dependencia de las condiciones climáticas (lo que es un problema en los inviernos fríos y secos de esta región nórdica) hace que su producción futura sea difícil de pronosticar; por otro lado, la generación térmica es costosa (debido a los altos precios del petróleo, el carbón y el gas natural) y altamente contaminante, pero sus niveles de generación son conocidos con certeza y opera bajo cualquier condición climática; la energía generada en plantas nucleares también cuenta con estas ventajas, además los bajos costos marginales asociados a este tipo de generación la hacen una fuente muy atractiva, no obstante, la inversión inicial para la construcción de una planta de este tipo es demasiado alta, aparte del peligro y los altos costos que supone el manejo de los desperdicios generados por esta actividad; por último, la energía eólica viene siendo utilizada recientemente como fuente de generación de electricidad, entre sus ventajas se encuentra el bajo costo de la electricidad generada por este método y el bajo impacto ambiental generado; sin embargo, las desventajas se encuentran asociadas a los altos costos de construcción de plantas generadoras de este tipo y a la reducida cantidad de MWh generados por este medio.

La conveniencia de esta complementariedad es fácil de observar en una interconexión donde hay plantas hidrogeneradoras y termogeneradoras. La construcción de termoeléctricas es muy costosa para cubrir los picos de la demanda de corto plazo; además, ajustar la generación en este tipo de plantas consume mucho tiempo y recursos, mientras que la generación de electricidad en las plantas hidroeléctricas puede ser ajustada

rápidamente a unos costos relativamente bajos para cubrir esos movimientos inesperados en la demanda de energía. Por lo tanto, el intercambio reduce la necesidad de hacer costosos ajustes a las plantas para satisfacer la demanda. Por otro lado, el factor limitante de las plantas hidrogenadoras es la disponibilidad de agua suficiente para operarlas: un sistema basado completamente en hidrogenación tiene que contar con suficiente capacidad de almacenamiento de agua y con condiciones climáticas favorables. La interconexión con otros sistemas que operen plantas de generación eléctrica con otras fuentes de energía, como las termoeléctricas, las plantas nucleares o incluso la generación eólica, reducen la necesidad de hacer altas inversiones en represas y sistemas de almacenamiento de agua y permiten, además, cubrir los riesgos asociados a los cambios climáticos adversos para el correcto funcionamiento de estas plantas.

Sin embargo, para aprovechar al máximo la complementariedad de los diversos tipos de plantas generadoras de electricidad que se utilizan en estos países es necesario contar con un sistema de transmisión eficiente que permita transportar la electricidad en las cantidades requeridas y a los sitios donde se necesita. En el Nord Pool el sistema de transmisión está compuesto por una red de líneas de alta tensión que está clasificado en tres niveles: red nacional, conexión regional y conexión local. Cada país tiene una compañía encargada de operar el sistema nacional y a su vez cada una de estas compañías es responsable de mantener el equilibrio general de éste. Los operadores del sistema de transmisión son Statnett SF en Noruega, Svenska Kraftnät en Suecia, Fingrid en Finlandia, Eltra en Dinamarca oeste y Elkraft en Dinamarca este; no obstante, existe una institución superior, Nordel, que agrupa a estos operadores para que se de la mayor cooperación entre ellos.

Las posibilidades de transar energía entre los países integrantes del Nord Pool y de éstos con sus vecinos está determinada por la capacidad de transmisión de las líneas de alta tensión y de las interconexiones existentes entre estos. Estas capacidades se muestran en la tabla 3.

Estas capacidades pueden ser excedidas en un momento determinado por las necesidades específicas de alguno de los países, es decir, es posible que la energía que demande un país sea superior a la capacidad de transmisión de la línea que debe ser utilizada para transportarla. Cuando esto ocurre se generan congestiones en la red de transmisión. En el Nord Pool hay dos métodos para solucionar estas congestiones: el primero son las áreas de precios y el otro son las compras de compensación.

Tabla 3. *Capacidades de transmisión entre los países del Nord Pool y sus vecinos (MW)*

Hacia Desde	Noruega	Suecia	Finlandia	Dinamarca	Alemania	Polonia	Rusia
Noruega	-	4.150	100	1.000	-	-	50
Suecia	4150	-	2.050	2.020	450	600	-
Finlandia	100	1.650	-	-	-	-	60
Dinamarca	1.000	2.340	-	-	1.800	-	-
Alemania	-	400	-	1.800	-	n.d.	n.d.
Polonia	-	600	-	-	n.d.	-	n.d.
Rusia	50	-	1.000	-	n.d.	n.d.	-

n.d. No hay dato disponible

Fuente: Report from the Nordic competition authorities (2003)

El sistema de áreas de precios es utilizado para solucionar las congestiones de larga duración. Ésta solución consiste en separar el mercado en zonas de negociación diferentes. Las áreas de precios en la región nórdica son: Noruega sur (NO1), Noruega norte / centro (NO2), Dinamarca oeste (DK1), Dinamarca este (DK2), Suecia (SE) y Finlandia (FI). En estos casos los participantes del mercado deben especificar cual es su oferta para las diferentes áreas de precio. En la tabla 4 se pueden apreciar las relativamente pequeñas diferencias de precios entre cada una de las áreas de precio y el precio del sistema.

Tabla 4. *Nord Pool: Precios promedio anuales de energía eléctrica en los países miembros, 1996 - 2001 (• / MWh)*

Año	Precio del Sistema*	NO1	NO2	SE	FI	DK1	DK2
1996	30,20	30,57	29,93	29,85			
1997	16,10	16,40	15,86	15,86			
1998	13,91	13,86	13,89	13,66	13,90		
1999	13,32	12,97	14,21	13,45	13,53		14,57
2000	12,28	11,61	11,97	13,73	14,35	16,43	15,85
2001	22,20	22,13	22,44	21,92	21,90	22,58	22,76

* Se utilizó la tasa de cambio de 8,4 NOK (Coronas Noruegas) por • (Euro) vigente para febrero de 2005.

Fuente: Pricing of Contracts for Difference in the Nordic Market, Kristiansen (2000)

Bajo este esquema, el precio de la energía es reducido en las áreas con excedentes de generación e incrementado en las áreas deficitarias hasta que la demanda por transmisión

sea reducida hasta su capacidad máxima. La diferencia entre el precio de cada área de precios y el del sistema es llamada renta de congestión. Los diferenciales de precios resultantes de la división del mercado dan señales a los participantes sobre cuándo la capacidad de transmisión de un área está siendo copada. Los extracostos generados por la cuota de cogestión son recuperados por los participantes del mercado cuando se hace la liquidación de éste al final de la jornada.

La otra forma de solucionar las congestiones en la red de transmisión son las compras de compensación. Esta solución consiste en pagar una compensación para que los generadores incrementen o reduzcan la producción para balancear el mercado. Es importante recordar que en el sector eléctrico la demanda y la producción de energía en todo momento tienen que ser iguales. Los mayores costos generados por las compras de compensación son recuperados a través de las tarifas por transmisión. Suecia y Finlandia utilizan las áreas de precios para solucionar las congestiones en las transacciones internacionales y las compras de compensación para solucionar las congestiones en su mercado interno, mientras que Noruega utiliza el sistema de áreas de precios tanto para las transacciones internacionales como para las de su mercado interno.

C. El funcionamiento del Nord Pool

El Nord Pool es entonces un mercado en el que agentes con diferentes capacidades de generación y necesidades de consumo venden y compran energía eléctrica. Gran parte de estas transacciones se hacen con contratos bilaterales comunes; sin embargo, existe un mercado de contratos financieros en crecimiento que incluye derivados financieros como futuros y opciones para llevar a cabo estas transacciones de electricidad.

El Nord Pool opera un mercado *spot* para contratos físicos, llamado Nord Pool Spot AS (Elspot); un mercado de derivados financieros donde se transan futuros y opciones, llamado Nord Pool Financial Market AS (Eltermin); ofrece servicios de balance para los contratos bilaterales negociados a través de Nord Pool Consulting AS; finalmente tiene una cámara de compensación llamada Nord Pool Clearing AS. Como se dijo antes, el mercado físico está representado por el Nord Pool Spot AS. Esta compañía es propiedad de las empresas de transmisión de los diferentes países que conforman el mercado nórdico y del Nord Pool Group, en la siguiente proporción: 20% del Nord Pool AS, 20% de Svenska Krafnät (Suecia), 20% de Fingrid (Finlandia), 20% de Statnett (Noruega), 10% de Eltra (Dinamarca) y 10% de Elkraft Systems (Dinamarca).

En el mercado Elspot los precios para ventas y compras de electricidad son determinados cada hora a lo largo del día, para entrega al día siguiente. Aquí cada participante oferta una curva de precio y cantidad para cada hora del día, estas curvas

permiten calcular una curva de oferta y demanda para todo el mercado y establecer los precios de la energía para cada hora vigentes para todos los participantes del mercado. Este precio, llamado también precio *spot*, es el mismo para Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca, y es usado como referencia para el mercado de futuros y opciones. El cálculo de este precio *spot* no tiene en cuenta la capacidad de transmisión de las líneas de interconexión, por lo tanto es posible que algunas veces se generen congestiones.

El mercado financiero es de propiedad absoluta de Nord Pool ASA. Este es un mercado financiero dirigido a proveer liquidez y altos niveles de seguridad en el comercio de contratos de derivados financieros, cuyo activo subyacente es energía eléctrica. La existencia de este mercado se explica por el riesgo económico asociado con las transacciones de energía, pues las variaciones en el nivel de lluvias y la temperatura del ambiente implican variaciones en el precio *spot* difíciles de pronosticar. Para reducir este riesgo se han desarrollado instrumentos para negociar energía a largo plazo, facilitado por el fortalecimiento del mercado financiero, lo que permite satisfacer la demanda de los grupos de consumidores interesados en las transacciones en materia de administración y manejo de riesgo. La operación se lleva a cabo a través de sistemas electrónicos o vía telefónica y los sistemas de balance y entrega se llevan a través de coberturas financieras para asegurar el precio sin entrega física de energía.

El servicio de consultoría es ofrecido a través de Nord Pool Consulting AS, una empresa subsidiaria que ayuda y da soporte técnico a los usuarios de Nord Pool en materia de diseño de redes e infraestructura y mercados, simulación de mercado y capacitación. La cámara de compensación es una subsidiaria de Nord Pool ASA. Esta es una cámara de compensación autorizada y regulada por los estados miembros. Su función es homologar y servir de garante en los contratos de derivados financieros, ya sea que se negocien en la bolsa formal designada para esta función o en el mercado informal.

En 2002 se transaron en el mercado *spot* 124 TWh, lo que equivale al 32% del consumo total en la región nórdica de ese año (International Energy Agency, 2001). En la tabla 5 se puede apreciar la evolución del volumen de electricidad negociada en cada uno de los mercados del Nord Pool desde que este mercado comenzó a funcionar.

En lo referente a los precios, los beneficios derivados de la integración son el resultado de realizar intercambios entre naciones con altos precios de la energía eléctrica (como Suecia y Finlandia) con países de bajo precio (como Noruega). Esta situación se traduce en una disminución en los precios del país que anteriormente los tenía altos. Por otro lado, el país que contaba con bajos precios no va a experimentar una reducción de éstos como consecuencia de la integración, pero su mercado se amplía y recibe un mejor precio por sus exportaciones de electricidad; además, el suministro de energía es más

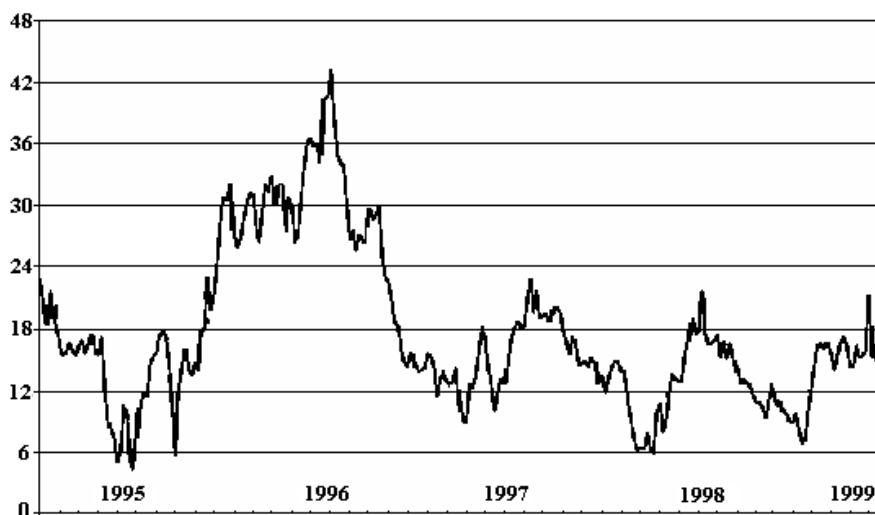
seguro para éste, porque se aprovechan las fuentes de generación de sus vecinos. Sin embargo, su sistema se congestionará con más frecuencia por el incremento en la demanda generando extracostos en la actividad, lo que obliga a los agentes a hacer más inversiones en infraestructura para aprovechar los precios altos y evitar las congestiones. Para ilustrar, el gráfico 2 muestra la evolución del precio *spot* para todo el sistema, es decir, para el Nord Pool y no para un solo país. Nótese el incremento en los precios que se dio en 1996, cuando se interconectó el sistema sueco con el sistema noruego y comenzó a operar el Nord Pool; se puede también apreciar en el gráfico la posterior estabilización en los precios.

Tabla 5. *Nord Pool: desarrollo de los mercados 1996-2004 (TWh)*

Mercados	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Elspot	41	44	57	76	97	112	124	119	167
Eltermin	43	53	89	216	359	910	1019	545	590
Nord Pool									
Clearing AS	-	147	373	648	1180	1748	2089	1219	1207

Fuente: Nord Pool Annual Report, (2004)

□ / MWh



Fuente: Nord Pool Annual Report, (2004)

Gráfico 2. *Nord Pool: precios del mercado spot para todo el sistema*

III. Consideraciones finales y conclusiones

Los países de la región nórdica europea tienen como característica común un elevado consumo de energía eléctrica, motivado principalmente por la importancia de su industria intensiva en energía y por las necesidades de calefacción que exige el gélido clima de esa región del planeta. Estas necesidades obligaron a esos países a asegurar el suministro energético para satisfacer su alta demanda, lo cual facilitó o más bien incentivó a adelantar el proceso de integración de sus sistemas eléctricos, dadas las complementariedades de estos para mantener un suministro confiable de la misma en cada uno de los países de la región. Entonces, es importante señalar que el proceso de integración eléctrica en el Nord Pool surgió como respuesta a una necesidad de unos agentes (empresas y familias) para mantener el nivel de eficiencia de sus actividades cotidianas (entiéndase uso industrial, comercial, hogareño o de cualquier otra actividad que requiera energía eléctrica para su funcionamiento); sin embargo, por la naturaleza de bien público de la energía y por tratarse de un acuerdo de intercambio entre naciones, fueron las instituciones gubernamentales las que mediaron en este proceso. En otras palabras, este acuerdo es importante para mantener las condiciones de bienestar exigidas por los agentes privados de estos países, pero no es un fin en sí mismo, no se llegó al acuerdo con la única intención de obtener beneficios monetarios derivados de la comercialización de energía eléctrica; el acuerdo es, más bien, un medio para asegurar las condiciones de desarrollo económico que prevalecen en esta región.

Las reformas en la regulación han satisfecho los objetivos de la integración, entre los que se encuentran: suavizar la diferencia de precios entre regiones y diferentes consumidores, hacer más eficiente el consumo de energía, incrementar la eficiencia en cada una de las actividades del sector y asegurar la eficiencia en la asignación de recursos dirigida a inversión en nueva capacidad en el orden y escala correctos.

Entonces, se puede concluir que el proceso de reestructuración e integración del sector eléctrico nórdico ha sido exitoso, pues las reformas establecidas para lograr este intercambio han permitido utilizar la complementariedad de diferentes tecnologías de generación y obtener el mayor beneficio de ello, pues se ha asegurado el suministro de energía eléctrica para esta región del planeta. Sin embargo, las congestiones generadas en algunas líneas de transmisión durante ciertos períodos y las rentas derivadas de éstas siguen siendo un obstáculo para un sistema mucho más eficiente en términos de costos; por lo tanto, deberían hacerse esfuerzos para ampliar la infraestructura existente con el fin de minimizar estas situaciones.

Es muy interesante el desempeño que ha tenido el mercado de futuros y opciones sobre energía eléctrica en el Nord Pool. Por este mercado se transa la mayor parte de la

electricidad que se comercializa entre los países nórdicos: en 2004 se transaron 590 TWh por el mercado *Eltermin*, que es el mercado de derivados financieros del Nord Pool, mientras que por el mercado *Elspot* se hicieron intercambios por 167 TWh en ese mismo año (Nord Pool Annual Report, 2004). Esta es una forma de transar energía eléctrica que puede ser aplicada en la eventual integración de mercados eléctricos como el de la Comunidad Andina de Naciones —CAN—. Su importancia radica en que suaviza los cambios en los precios, dado que permite a los agentes anticipar la tendencia de éstos; además permite hacer coberturas y asegurar el suministro futuro de electricidad, puesto que quien vende la energía para su entrega en una fecha futura es la parte obligada del contrato y por lo tanto asegura a sus contrapartes que recibirá el servicio en la fecha pactada.

Ahora bien, vale la pena mirar, después de dos años de funcionamiento, algunos de los avances en el proceso de integración del mercado eléctrico de los países que conforman la Comunidad Andina de Naciones —CAN— y establecer los beneficios para cada una de las partes. La principal norma en la cual se enmarca y que da origen al proceso de las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo —TIE— en esta región es la Decisión CAN 536 de 2002. En la actualidad, el limitado grado de integración política y económica de la región solo ha permitido el desarrollo de pequeñas interconexiones y una incipiente red de gaseoductos. Con el único país que Colombia tiene intercambios de electricidad en la Comunidad Andina de Naciones es con Ecuador; con Venezuela se está transando electricidad, pero en condiciones diferentes a las Transacciones Internacionales de Energía, pues aún con Venezuela no se tiene una armonización de marcos regulatorios. Bolivia, que hace parte de la CAN y tiene carta abierta para su incorporación al proceso de integración, en el momento no ha firmado el acta de inclusión. Por su parte, a pesar de que a la fecha (Marzo de 2005) existen las líneas de interconexión para prestar el servicio a Perú, no se ha podido empezar a realizar por falta de regulación donde se estipule cómo hacerlo. De esta forma queda claro que los principales avances se han dado entre Colombia y Ecuador.

En lo que va corrido de la implementación de las Transacciones Internacionales de Energía entre Colombia y Ecuador, es decir, entre marzo de 2003, fecha en la que inician estas transacciones y febrero de 2005, según información de ISA (2005), las exportaciones que ha realizado Colombia a este país ascienden a 3.120.730 GWh, equivalentes a 249,78 millones de dólares, originando unas rentas de congestión de 142,70 millones de dólares, de las cuales, de acuerdo al Decreto 160 de 2004 del Ministerio de Minas y Energía de Colombia el 80% tienen una destinación para el Fondo Especial de Energía Social —FOES— y el resto (20%) a la demanda. Por su

parte, el nivel de importación de Colombia ha sido mínimo; para el período en mención es de 102.210 GWh, equivalentes a 3,10 millones de dólares.

Por su parte, los resultados derivados del año 2003, el cual fue el primer año de la implementación de las transacciones internacionales de energía para el caso de Ecuador, han resultado bastante positivos. De acuerdo con la información disponible y suministrada por el Centro Nacional de Control de Energía —Cenace— de este país, se puede evidenciar como de acuerdo con el diferencial del costo marginal en el mercado ocasional de electricidad en Ecuador el de generación eléctrica en Colombia a favor del último, ha conllevado a una disminución en el nivel de precios del servicio de electricidad de Ecuador, vía el nivel de importaciones de este servicio, que para el período en mención asciende a 1.609.042 GWh, que corresponden a un 12,58% de la demanda global y equivalentes a 118,39 millones de dólares. Además, se ha calculado que el ahorro por disminución del costo marginal en el mercado ocasional como efecto de las importaciones para este primer año de funcionamiento fue de 96,99 millones de dólares, donde el ahorro por la disminución en el consumo de combustibles (fuel oil, nafta y diesel) fue de 82,6 millones de dólares.

Así pues, los beneficios de la integración están representados en una disminución de precios para una o varias de las partes implicadas en el acuerdo, la complementariedad y seguridad en el suministro de electricidad o las externalidades derivadas de esta integración de mercados, como son transferencia de tecnología y conocimiento. Por lo tanto, de la misma manera, como se dijo al comienzo de esta sección, los acuerdos de integración surgen como una respuesta a la necesidad de una comunidad y solo se llevarán a cabo si éstos tienen beneficios para cada una de las partes.

También hay que pensar si las transacciones de electricidad en cada uno de los países de la Comunidad Andina de Naciones tienen el volumen suficiente para ser comercializada por un mercado financiero organizado, como ocurre en el Nord Pool, y si los mercados financieros son suficientemente maduros para soportar dichas transacciones, pues, como se explicó antes, la implementación de este tipo de transacciones es muy conveniente para un acuerdo de intercambio de energía de este tipo.

Bibliografía

- AMUNDSEN, Erick; BERGMAN, Lars y ANDERSON, Bo (1998). "Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market". *Working Paper Series in Economics and Finance*. N° 217 ene.; pp. 2-11.
- APPLEYARD, Dennis y FIELD, Alfred J. (2003). *Economía internacional*. México: McGraw Hill.
- BAJO, Oscar (1991). *Teorías del comercio internacional*. Barcelona: Antoni Bosh.
- BALASSA, Bela (1980). *Teoría de la integración económica*. México: Uteha.
- COLOMBIA —COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS. "El desarrollo del mercado eléctrico nórdico: Noruega, Suecia y Finlandia". *Transforma. Regulación Eléctrica: Avances y Tendencias*. Vol. 2, No. 11, dic. 2003, pp. 4-5; Vol. 2, No. 12, ene. 2004, pp. 4-5; Vol. 3, No. 1, feb. 2004, pp. 4-5; Vol. 3, No. 2, mar. 2004, pp. 4-5; Vol. 3, No. 3, abr. 2004, pp. 2-3; Vol. 3, No. 4, may. 2004, pp. 2-3
- COLOMBIA - MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO (2004). "Las 100 preguntas del TLC: más empleo y mejor calidad de vida". Bogotá.
- COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES —CAN— (2002). "Decisión 536, Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad". En Reunión de la Comisión de la Comunidad Andina con los Ministros de Energía. Cartagena, septiembre.
- DOLADER, Jordi (2004). "Mercados regionales e Intercambios transfronterizos de electricidad: situación en Europa". VII Reunión Iberoamericana de Reguladores de la Energía. May 25, Río de Janeiro. Disponible en Internet: http://www.ariae.org/pdf/VIII_Reunion_RioJaneiro/25maio/9h/Jordi%20Dolader%20Espanha%2025%20maio%209h.pdf. Consultado en noviembre de 2004.
- EUROPEAN COMMISSION: DIRECTORATE GENERAL FOR ENERGY AND TRANSPORT (2001). "Electricity Liberalisation Indicators in Europe". Oxford. European Commission, oct. Disponible en internet: <http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/oxera.pdf>. Consultado en febrero de 2005.
- _____(2004). "Medium Term Vision for the Internal Electricity Market". Bruselas. European Commission, *Energy and Transport Working Paper* mar. Disponible en internet: http://64.225.40.205/Portal/GB/cedec-docs/Studies/DG%20energy%20working%20paper_en_010304.pdf. Consultado en diciembre de 2004.
- _____(2005). "Quarterly Review of European Electricity Prices". European Commission, ene. Disponible en internet: <http://www.energia.org.mx/documentos/quarterly>. Consultado en febrero de 2005.
- FRANCÉS E, Gonzalo (2000). "Integración y relaciones exteriores: la experiencia española". *Comercio Exterior*. Vol. 50, Núm. 8, ago.
- FROGGATT, Antony (1998). "Trans-European Electricity Networks: Corridors for the Single Market or Fast Track For Regulatory Flight?". Londres, jul. Disponible en internet: <http://www.bankwatch.org/downloads/tens.pdf>. Consultado en noviembre de 2004.

- GARCÍA M., José Ramón (1998). “La unión económica y monetaria europea: una revisión de la literatura reciente”. *Comercio Exterior*. Vol. 48, No. 3 mar.
- GLANCHANT, Jean-Michel y PIGNON, Virginie (2002). “Nordic Electricity Congestion’s Arrangement as a Model for Europe: Physical Constraints or Operators Opportunity”. Boston. University of Cambridge, sep. Disponible en internet: <http://www.isnie.org/ISNIE02/Papers02/glachantpignon.pdf>. Consultado en noviembre de 2004.
- HAHNE R., Ingrid (1997). *Desarrollo del análisis económico*. México: McGraw Hill.
- HERGUERA G., Iñigo (2001). “Bilateral Contracts and the Spot Market For Electricity: Some Observations Regarding The British and the Nordpool Experiences”. *Utilities Policy*. Vol. 2, No. 9, pp. 73- 80, jun.
- HUSSON, Gustavo (2004). “Integración eléctrica regional: reflexiones generales y enseñanzas del nuevo mercado eléctrico andino”. *Red Energética*. Vol. 2, No. 14, abr., pp 1-7.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2001). “Competition in electricity markets”. París, International Energy Agency, feb. Disponible en internet: http://www.iea.org/textbase/publications/newfreedetail2.asp?F_PUBS_ID=496. Consultado en marzo de 2005.
- KRISTIANSEN, Tarjei (2000). “Pricing of Contracts for Difference in the Nordic Market”. Trondheim (Noruega). Norwegian University of Science and Technology, nov. Disponible en internet: http://www.elkraft.ntnu.no/~tarjei/energy_policy.pdf. Consultado en noviembre de 2004.
- LAHERA P., Eugenio (1992). “Fundamentos y opciones para la integración de hoy”. *Revista de la CEPAL*. Núm. 47, ago.
- MILL, John Stuart (1996). *Principios de economía política*. México: Fondo de Cultura Económica.
- NEUHOFF, Karsten (2003). “International Electricity Trade: Economic Considerations”. Cambridge: University of Cambridge - CMI Electricity Project, nov. Disponible en internet: <http://www.nautilus.org/DPRKBriefingBook/energy/neuhoff.pdf>. Consultado en noviembre de 2004.
- NORD POOL (2005). “Nord Pool Report 2002”; 2004. Oslo. Nord Pool ASA, feb. Disponible en internet: <http://www.nordpool.com/information/publications/annualreport2002>. Consultado en abril de 2005.
- PINEAU, Pierre-Olivier (2000). “The Nordic Electricity Market: An International Competitive Structure”. *Power Economics*. Vol. 4, No. 7, pp. 3-21, jul. - ago..
- PROYECTO REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL ITSMO CENTROAMERICANO (PREEICA). “Estrategias para fomentar el desarrollo de recursos hidroeléctricos y geotérmicos en Centroamérica: Proyecto ACDI 910-18255”. Disponible en internet: URL: http://www.preeica.ca/Reportes%20Tecnico/5503_47RT_003_00.pdf. Consultado en noviembre de 2004.
- PORTER, Michael E. (1991). *La ventaja competitiva de las naciones*. Buenos Aires: Javier Vergara Editor.
- QUINTERO Z., María Eucaris; FERNÁNDEZ T., Oscar Alonso y VILLEGAS G., Nora Lucía (2003). “Interconexión e integración de mercados eléctricos y energéticos en América Latina”. *Letras Jurídicas*. Vol. 8, No. 1, mar.

- SANTOS JÁTTIVA, Edgar (2004). “Mercados regionales e intercambios transfronterizos de electricidad”. Ponencia presentada en la Octava Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía. 23 y 26 de mayo. Río de Janeiro.
- STIGLITZ, Joseph (2002). *El malestar en la globalización*. Madrid: Taurus.
- THE NORDIC COMPETITION AUTHORITIES (KONKURRENCESTYRELSEN, KONKURRENSVERKET, KONKURRANSETILSYNET, SAMKEPPNISSTOFNUN, KILPAILUVIRASTO) (2003). “A Powerful Competition Policy: Towards a More Coherent Competition Policy in the Nordic Market for Electric Power”. Copenhagen, jun. Disponible en internet: http://www.kkv.se/bestall/pdf/rap_power-comp2003_summary.pdf. Consultado en marzo de 2005.
- WANGENSTEEN, Ivar y AAM, Sverre. “Deregulation of the Norwegian Electricity Supply Industry: Expectations and Experiences”. Disponible en internet: http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/1_4_04.asp. Consultado en febrero de 2005.