



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Análisis comparativo del nuevo mercado de derivados financieros de energía en Colombia con otros mercados internacionales de electricidad, problemas potenciales y posibles soluciones

Carlos Alberto Serna Machado

Trabajo final presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Administrativa

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Escuela de Organización
Medellín, Colombia

2012

Dedicatoria

A mi señora Madre por haberme dado los valores de la honestidad, responsabilidad, respeto y todos aquellos que construyeron en mí una persona digna de compartir en esta sociedad, a mi abuela Mercedes por el apoyo invaluable y por su gran sabiduría para enseñarme el camino, a mi esposa Erika por la comprensión, apoyo y dedicación, a mi hija María José por ser el motor de mi vida, al profesor Carlos Jaime por su dedicación y apoyo y a todos aquellos que hacen parte de este gran logro.

Resumen

La industria eléctrica desde sus primeros años de funcionamiento a nivel mundial era una industria que se caracterizaba por ser un sector que era fragmentado y disperso, luego por la presencia de las economías de escala esta industria pasa a convertirse en monopolio y de propiedad estatal. En los años 80s, este sector introduce a este mercado las ideas de Adam Smith, con la incorporación de la teoría de la mano invisible y la disputabilidad de mercados.

En Colombia con la introducción de las leyes 142 y 143 de 1994 abre las puertas a una reestructuración al mercado eléctrico del país. Para disminuir y administrar el riesgo financiero de este mercado energético colombiano abre las puertas al mercado de derivados de energía con la introducción del Derivex en el 2010, donde los productos negociados serán un derivado con subyacente electricidad, Futuro de electricidad mensual, el cual permitirá a los agentes realizar una mejor gestión del riesgo financiero, generado por la exposición al precio de la electricidad, y aumentar las oportunidades de inversión.

En este documento se buscaran variables principales de los diferentes mercados principales del mundo con el fin de hacer los análisis comparativos entre los mercados, abordando así a la pregunta, ¿El diseño del Derivex es apropiado para la estructura del mercado eléctrico colombiano considerando las experiencias internacionales?

Para el desarrollo de este documento se trabajó bajo una metodología donde la cual se describe en un primer ítem que fue en estudiar y analizar los mercados de derivados financieros de energía en las estructuras de mercados en otros países y como segundo ítem en comparar funcionamientos, modelos, estructuras y características principales de los mercados internacionales vs el colombiano.

Como conclusión de este documento la estructura que plantea el Derivex está alineado con la evolución y comportamiento del mercado eléctrico ya que el mercado eléctrico Colombiano tiene las bases para afrontar el nuevo mercado de

derivados financieros de energía, en lo personal hay que tomar medidas en lo que hace referencia como posibles problemas potenciales que podría conllevar este nuevo mercado que se analizan en este documento.

Palabras clave: Productos no diferenciables, Derivados Financieros, Energía, Futuros Financieros, Forwards, Opciones.

Abstract

The electrical industry since its early years of worldwide industry that was characterized as a sector that was fragmented and dispersed, then the presence of economies of scale this industry goes on to become state-owned monopoly. In the 80s, the sector entered this market ideas of Adam Smith, with the incorporation of the theory of the invisible hand and the contestability of markets.

In Colombia, with the introduction of laws 142 and 143 of 1994 opens the door to restructuring the electricity market in the country. To reduce and manage the financial risk of the Colombian energy market opens up the energy derivatives market with the introduction of Derivex in 2010, where products are traded underlying a derivative with electricity, future monthly electricity, which will allow agents to better manage financial risk generated by exposure to electricity prices and increase investment opportunities.

This paper will seek major variables of the different major world markets in order to make comparative analysis between markets, thereby addressing the question whether the Do Derivex design is appropriate for the Colombian electricity market structure considering international experiences?

For the development of this document where he worked under a methodology which is described in the first item was to study and analyze the financial derivatives markets in energy market structures in other countries and as a second

item to compare performances, models , structures and features of international markets vs Colombia.

In concluding this paper the structure posed Derivex is aligned with the evolution and behavior of the electricity market since the Colombian electricity market is the foundation to meet the new market for energy derivatives, personally have to take steps in referred to as potential problems that could lead this new market are discussed in this document.

Keywords: Commodities, Derivatives, Energy, Financial Futures, Forwards, Options

Contenido

1. Introducción	9
2. Antecedentes	11
3. Experiencias Internacionales	19
3.1.El mercado de Inglaterra y Gales	19
3.1.1. El mercado Mayorista en Inglaterra y Gales.....	20
3.1.2. Los contratos por diferencias	22
3.1.3. Los contratos de electricidad a Plazo.....	23
3.2. Los Países Nórdicos	24
3.2.1. Noruega.....	31
3.2.2. Suecia.....	34
3.2.3. Finlandia.....	37
3.2.4. Dinamarca.....	39
3.2.5. Mercado Integrado	40
3.2.6. El mercado Spot.....	40
3.2.7. El mercado de Opciones y Futuros de electricidad	44
3.3. Estados Unidos	46
3.3.1. La reforma en el estado de california	50
3.3.2. Los contratos futuros de electricidad en Estados Unidos	51
3.4. Australia	53
3.4.1. Estado de Victoria Australia.....	54
3.4.2. Estado de nueva Gales del Sur	56
3.4.3. Mercado Eléctrico	57
3.4.5. El mercado de futuros	58
3.5. Alemania	59
4. Colombia	62

5 . Problemáticas del Derivex posibles soluciones basadas en las experiencias internacionales	71
5.1. Comparativo de mercados.....	74
5.2. Posibles problemáticas en lo propuesto por el Derivex.....	79
5.3. Posibles Soluciones a los problemas encontrados.....	81
6 . Limitaciones y ventajas de los mercados internacionales analizados	82
7. Conclusiones	85
8 . Anexo 1	86
8.1. Forwards y futuros en el mercado eléctrico Colombiano.....	86
8.2. Opciones en el mercado eléctrico Colombiano	89
9 . Anexo 2	92
10. Referencias	95

Abreviaturas

Abreviatura Término

<i>NYMEX</i>	New York Mercantile Exchange
<i>OTC</i>	Over The Counter
<i>MEM</i>	Mercado de Energia Mayorista
<i>CME</i>	Chicago Mercantile Exchange

1. Introducción

El contexto de los mercados de energía ha evolucionado a través del tiempo en el mundo, estos mercados se han constituido como uno de los principales motores económicos globales.

La organización de los sistemas eléctricos en la mayoría de los países se han transformado de forma muy rápida al sector en un ámbito de competencia. Una serie de modelos de organización y reestructuración han sido propuestos y experimentados en varios países; sin embargo, la mayoría de estos modelos actuales continúan en su fase inicial intermedia, partiendo de una estructura monopólica tradicional hasta llegar aplicar a los mercados desregulados y liberalizados buscando la teoría de Adam Smith con la libre competencia de los agentes. (Edwards, 2010)

Ya promovida la libre competencia en estos mercados se hace más dinámico el comportamiento del precio de la energía eléctrica convirtiéndose así en un riesgo para los agentes participantes lo que ha llevado a que los agentes formulen estrategias a largo plazo, donde estas estrategias llevan a similitud a un mercado de commodities con opciones financieras, pero dando a conocer que los mercados energéticos tienen características diferenciadoras a los mercados commodities tradicionales justificados en la incapacidad de almacenamiento. (Pilovic, 2002).

Por lo anterior es importante que el mercado energético de Colombia adopte técnicas y herramientas adecuadas como el desarrollo e implementación de los mercados de derivados financieros de energía como herramientas para atacar los problemas de mercado actuales, tales como la falta de liquidez, incertidumbre en la inversión, alta volatilidad etc, la introducción del DERIVEX y la correcta utilización de los mercados de derivados financieros de energía es crucial para la supervivencia y el éxito de las empresas del futuro del mercado, es un paso a la

eficiencia del mercado eléctrico colombiano, es necesario entonces mirara los comportamientos, la historia de los mercados más maduros para así acelerar la curva de aprendizaje del mercado eléctrico colombiano.

Este trabajo para lograr su objetivo está organizado de la siguiente forma: En el Capítulo 3 se expondrán el análisis de cinco mercados internacionales, en el Capítulo 4 el caso específico de Colombia con la estructura propuesta por el derivex, en el Capítulo 5 se citaran a las problemáticas del Derivex, posibles soluciones basadas en las experiencias internacionales y las conclusiones.

En este documento se explicita que el alcancé del mismo solo abarca el estado de arte de los mercados a estudiar desde el punto de vista estructurales, de funcionamiento, de temas organizacionales y de regulación, mas no abarca hasta la formulaciones matemáticas, por ende se deja claro que las comparaciones y demás asuntos a tratar entre los mercados no se harán a ese nivel.

2. Antecedentes

Los procesos de transformación de las industrias energéticas desarrollados en el marco de las reformas económicas impulsadas en todos los países del mundo constituyen unos de los principales ejes dentro de este trabajo. En el caso colombiano viene dada con la introducción de las leyes 142 y 143 de 1994 que abre las puertas a una reestructuración al mercado eléctrico del país y por ende impulsa todo el marco de la economía del mismo.

Se crea el mercado mayorista en el año 1995 y la búsqueda de competencia y de eficiencia en el desarrollo de la actividad lleva a la necesidad de segmentar la industria y terminar con la separación vertical de cada uno de los agentes del mercado, generador, transmisor, distribuidor y comercializador haciendo semejanza a la aplicación del modelo IV de Hunt y Shuttleworth de 1996, donde los consumidores tienen acceso a los generadores en forma directa o a través de los comercializadores minoristas.

La estructura básica para este modelo es separar en 4 negocios independientes como la generación y comercialización, transporte de energía (transmisión y distribución). Se provee acceso abierto a las redes de distribución al igual que las de transmisión.

Hay libre entrada al mercado para los comercializadores, esta es una nueva función de mercado la cual no requiere propiedad de las redes de distribución, en muchos casos el dueño de las redes podría competir como comercializador minorista, con lo anterior se busca mejorar la eficiencia del mercado de electricidad permitiendo así ser competitivos en los mercados liberalizados, en un mercado desregulado y descentralizado.

Esta teoría pretendía constituirse en una generalización del modelo neoclásico de la competencia perfecta al caso en que existan industrias donde se registren rendimientos crecientes a escala y, por tanto, presenten estructuras monopólicas u oligopólicas. Los mercados disputables deben estar caracterizados por la libre y fácil entrada y salida de cada uno de los agentes y participantes del mercado de modo tal que la competencia potencial puede ser suficiente para disciplinar el comportamiento de las firmas oligopólicas o monopólicas presentes en el mercado. (OLADE, 2000)

Los elementos para evaluar el grado de disputabilidad en los mercados energéticos pueden diferenciar en :(OLADE, 2000).

- El carácter comercializable de los bienes o servicios que produce el grado de presencia de economías de escala, el tamaño del mercado que atienden y la intensidad de los costos hundidos que las caracteriza
- Los mercados bilaterales vs Bolsa: Dos paradigmas (Modelos conceptuales) en las transacciones de electricidad, si el sistema de comercio permite transacciones bilaterales de energía, la competencia asegurará que el arbitraje y la entrada al mercado lleven el precio de mercado a niveles competitivos (al costo marginal del servicio).

Se fundamenta en la teoría de la mano invisible vs “Creando una Bolsa” (mano visible) aparece los contratos Bilaterales, donde los comerciantes contratan la entrega física de energía, programándolas con el operador del sistema de transmisión. Los contratos (instrumentos financieros) establecen un precio fijo acordado. En la Bolsa, los vendedores ofertan para tener sus despachos, los compradores ofertarán para comprar y el operador del sistema despacha las unidades de generación por orden de oferta. El precio se establece según la mayor oferta despachada o la demanda más baja.

Surge así un modelo organizacional en el Mercado Eléctrico, donde el mercado eléctrico colombiano se puede ubicar como un sistema desregulado y descentralizado. Los contratos bilaterales surgen como complementarios naturales de las bolsas, estos últimos pueden ser de tipo físico o financiero.

En el mercado Colombiano existen algunos problemas con los contratos bilaterales; uno de ellas es que existen más de 30 tipos diferentes de contratos bilaterales que se negocian en el mercado [que varían en cantidad, precio, plazo y demás condiciones (Vizcaíno, 2010)]. La falta de estandarización de los contratos reduce la liquidez del mercado y también da lugar a mayores costos de transacción y la alta volatilidad en el precio de electricidad en el mercado mayorista es otro de los algunos problemas existentes del mercado ya que es generado por el alto componente hidráulico de los recursos de generación.

Para superar los problemas mencionados anteriormente se implementó un enfoque alternativo a través de un mercado de derivados financieros de energía, propender por una adecuada transparencia en las negociaciones de contratos y la equidad entre las partes y buscar la necesaria liquidez que requiere un mercado maduro, la introducción de las herramientas que ofrece un mercado de futuros en el que se negocien derivados financieros energéticos, respaldados por una cámara de riesgo central de contraparte da firmeza a las posibles soluciones referidos a las problemáticas existentes.(Hull, 2002).

Las empresas del sector de energía están normalmente entre los usuarios de mercados de derivados, muchos productos de energía se negocian tanto en mercados OTC o en los mercados organizados (Hull, 2002), la inclusión de instrumentos financieros de vanguardia, en un mercado financiero de derivados de energía da la evolución a los mercados energéticos del mundo.

El mercado financiero para su funcionamiento debe tener una plataforma de negociación, un mecanismo para la fijación de precios, para así reducir los costos de transacción y proporcionar liquidez a los activos (Popier. 2010).

Los derivados financieros de energía son cada vez más utilizados en los mercados de electricidad del mundo para gestionar los riesgos, ya que la electricidad se define como un bien no transable y no diferenciable con gran volatilidad en precio y cantidad.

En el mundo existen mercados eléctricos que han implementado los mercados de derivados financieros de energía y donde otros como el caso de Colombia apenas se están ejerciendo los primeros pasos en estos modelos financieros. Cuando un mercado eléctrico ha desarrollado un proceso de desintegración vertical y horizontal de cada una de sus actividades y ha buscado seguir un mercado de competencia perfecta está preparado para afrontar el paso siguiente a la evolución del mercado, un mercado de derivados financieros de energía, para entender un poco como se maneja los mercados de derivados se dará a conocer en el Capítulo 3 las experiencias de referencia en el mundo con sus aspectos principales de mercado.

Entre los riesgos que se encuentran latentes son: el riesgo macroeconómico, el riesgo de precio y de cantidad, riesgo regulatorio entre otros, la teoría financiera ha desarrollado estudios de investigación para encontrar la manera de abordar este problema, sin embargo, los derivados de la electricidad son cada vez más estudiados y utilizados en todo el mundo para gestionar los riesgos financieros y la adecuación de los recursos de los mercados de energía.

Oum, Oren y Deng (2006) presentan un enfoque útil para administrar la cantidad y el riesgo de precios apoyados en la correlación positiva de precio y cantidad, a través de instrumentos derivados, esto incentiva la competencia en el mercado, por otra parte, los costos de transacción pueden disminuir, todas las transacciones

se llevan a cabo sobre una plataforma de mercado organizado con estándares de contratos o con mercado bilateral.

Un aspecto importante de un mercado de derivados es que cada transacción en el mercado se lleva a cabo a través de una cámara de compensación, cuyo propósito principal es dar, a cada parte, las garantías financieras necesarias para reducir su riesgo de crédito.

Los alimentos, los metales y algunas fuentes energéticas se encuentran entre los productos que son objeto de intercambio en mercados, tanto al contado como futuros. Se incluyen dentro de lo que genéricamente se denominan materias primas traduciendo el término anglosajón "commodities". Tradicionalmente se ha empleado el término commodity en el marco del comercio internacional, como sinónimo de mercancía o materia prima, en referencia a materiales que se encuentran en estado bruto o parcialmente refinado y su valor refleja sustancialmente el coste de su hallazgo, extracción o almacenamiento (Maslyuk, 2009). Se intercambian y negocian para su posterior procesamiento e incorporación en productos finales. El crudo, el algodón, el caucho, los cereales, los metales y otros minerales son algunos ejemplos de materias primas o commodities en su acepción tradicional.

En cambio, en el ámbito de los mercados derivados se emplea el término commodity en una acepción distinta, como sinónimo de "subyacente" incluyendo a cualquier producto que tenga un mercado derivado, ya sea éste un activo financiero (tipos de interés, divisas, etc.) o una mercancía (Popier. 2010). Este significado es el empleado por lo general en la literatura especializada que define el término commodity como "cualquier producto, servicio, instrumento financiero o moneda extranjera que se compra y se vende en una Bolsa o mercado reconocido" y los futuros sobre commodities como "contratos predeterminados cuyos términos están definidos por un mercado o Bolsa" (Hull, 2002).

La razón de esta ampliación del concepto hay que buscarla quizás en el origen y funciones del órgano regulador de mercados de futuros y de opciones sobre futuros en Estados Unidos (Commodity Futures Trading Commission). Dicha norma amplió la autoridad de la Comisión extendiendo la definición de commodity e incluyendo a todos los activos objeto de negociación en cualquiera de los mercados de derivados.

Este término introduce confusión que se acrecienta cuando al clasificar los mercados derivados, se distingue entre mercados derivados de productos financieros y mercados derivados de commodities, empleando de nuevo el término como sinónimo de mercancía. Dado que en este trabajo se va a centrar en mercados derivados de mercancías, intentaremos evitar el uso del término, y cuando no sea así, explicitaremos su acepción.

Los mercados derivados de materias primas organizados en Bolsas son anteriores a los de los productos financieros tipos de interés, divisas, valores e índices bursátiles si bien el nacimiento de éstos últimos ha potenciado el renacimiento y sofisticación de los primeros. Así, para situarnos en el tiempo, cabe recordar que en el último cuarto del siglo XIX, se desarrollaron mercados de futuros en EE.UU. (Chicago) y en Europa (Londres, LiverBolsa, El Havre) donde se contrataba azúcar, café, té chino, trigo, plata (Castro, 2005). Los mercados financieros aparecen en los años 80 cuando se legalizan los mercados de opciones en EE.UU. y paralelamente en Europa.

Esta “fiebre” de mercados derivados contagia a los mercados clásicos de materias primas, que adquieren sofisticación, se expanden por nuevas áreas geográficas - China y países del Este- y se aplican a nuevos productos. No obstante, es indiscutible la supremacía de los activos financieros sobre las materias primas, y son mayoría las bolsas en las que sólo cotizan los primeros y no los segundos (Castro, 2005)

La creación de mercados derivados es un exponente más del proceso continuo de innovación financiera, que se manifiesta con la creación de nuevos instrumentos, técnicas y mercados con el fin de hacer más eficientes los mercados financieros (Olade, 2000). Este desarrollo de mercados derivados si bien ha sido rápido, formando ya parte de las finanzas de nuestros días, es un fenómeno relativamente reciente.

Como su nombre indica, los mercados organizados están reglados y funcionan como bolsas que negocian títulos o activos definidos, homogéneos y estandarizados, y que son controladas por una entidad central que rige el mercado. En cambio, en los mercados Over-the-Counter (OTC) las operaciones son a la medida y se acuerdan abiertamente entre las partes (Hull, 2002). Las principales diferencias entre ambos se pueden resumir como se recoge en la Tabla 1. No está de más recordar que en 1970 los tipos de cambio eran fijos y los tipos de interés o los precios del barril de petróleo se consideraban estables (Byrne, 2005).

La principal característica de los mercados organizados es la estandarización: hay que operar con unos contratos estandarizados que versan sobre un producto determinado, contiene un número de unidades y unos plazos y el participante opera con la Cámara de Compensación, por lo que no se tiene que preocupar de la solvencia de la contraparte del contrato, que es siempre la Cámara, eliminando así este riesgo a cambio de un coste. En los mercados over the counter, las partes intercambian directamente entre ellas, por lo que asumen el riesgo de la solvencia de cada una de ellas, establecen a su medida el tamaño, plazo y características del contrato que se somete a la normativa mercantil general. Su negociación en mercados secundarios es muy difícil en la medida que la operación está hecha a medida (German, 2005)

Tabla 1. Tipos de mercados

	MERCADOS ORGANIZADOS	MERCADOS OTC
Lugar	Existe un lugar determinado y único	No existe lugar único
Normativa	Existe una reglamentación específica	No tienen normas específicas, se ajusta a la voluntad de las partes
Contraparte	Una cámara de compensación	La otra parte participante
Especificación contratos	Están reglamentadas, con cantidades, calidades y plazos específicos	Son a la medida de las partes
Exigencias a los participantes	Han de cumplir unas condiciones aunque no se exige un rating (la garantía la da la cámara)	Se someten a la legislación del país y su rating es decisivo (las partes se garantizan a ellas mismas)
Operaciones del mercado	Futuros, opciones	Forward o a plazo, swap, cap, collar, floor

Nota. Fuente: Hull, John. (2002): Introducción a los mercados de Futuros y Opciones. Toronto: Prentice Hall

3. Experiencias internacionales

3.1. El mercado de Inglaterra y Gales

El mercado de Inglaterra y Gales fue pionero en los mercados de futuros eléctricos organizados. Después de la privatización del sector quedan conformadas dos empresas privadas del sector integradas en Scottish Power y Hydro-Electric que operan en el sur y en el norte respectivamente (Burgos, 2006)

Entre los años 40 y los 90 la industria eléctrica había sido propiedad del estado o pública para esa época existía la compañía “Central Electricity Generating Board (CEGB)”, encargada de la generación y del transporte de electricidad. (Burgos, 2006)

Con la reforma de la época el mercado eléctrico del país tuvo una desintegración vertical y horizontal, ya que las separan las funciones de generación, transmisión y distribución; cada una de ellas actúa como actores activos del mercado.

Las instalaciones de producción de CEGB fueron divididas en tres empresas generadoras, National Power, PowerGen y Nuclear Electric; las áreas de distribución se transformaron en 12 empresas regionales de distribución (Regional Electricity Companies, RECs) y la red de transporte fue traspasada a una empresa (National Grid) participada por las RECs. Ésta última fueron privatizadas en diciembre de 1990; el 60% de National Power y PowerGen lo fueron en marzo de 1991, y el último paquete constituido por las centrales nucleares - la recién creada Nuclear Electric y su homóloga escocesa, Scottish Nuclear, posteriormente agrupadas en British Energy- fue privatizado en julio de 1996.

El programa de privatización del sector eléctrico buscaba la competencia en el mercado así mejorar su eficiencia en operación tanto en el comportamiento de la demanda como el de la oferta. (Millán, 2000)

3.1.1.El mercado mayorista en Inglaterra y Gales

El mercado mayorista de electricidad de Inglaterra entre 1990 y 2001 tenía una particularidad es que la ofertas en bolsa se hacían cada media hora, donde la Bolsa fijaba un precio marginal o precio mínimo en el que se atendía la demanda y el que se pagaba a productores o generadores.

Hay otros precios referencias que se obtenían que son el precio de compra, el de entrada y un pago a generadores por el coste de oportunidad.

El aumento de la volatilidad había sido generalizado en todos los componentes de precios de Bolsa. El poder de mercado de las dos mayores empresas generadoras y la capacidad de influencia de ese duopolio en los precios día Bolsa había sido el resultado quizás más destacado y la lección más importante a aprender del mercado inglés.

La National Grid tenía a cargo unas agencias que intervienen en la Bolsa, hacían las liquidaciones, las transacciones financieras entre los miembros y la operación de la red.

La mayoría de los miembros, no obstante, comparten la necesidad de reformar algunos aspectos, tales como: la negociación de Bolsa con transacciones bilaterales.

Surge la nueva propuesta para el mercado inglés Neta (Nuevos acuerdos de intercambio de electricidad) y BETA surgen a partir del 2001 y 2005 respectivamente, ya que el regulador del sistema planteo críticas a la bolsa donde

se pueden destacar, el procedimiento de fijación de precio, los cargos por capacidad eran problemáticos y existía un peligro potencial por las ineficiencias por la interacción de mercado de electricidad y gas, había menos liquidez que en un mercado competitivo y la falta de competencia en la fijación de precios.

El NETA buscaba la disminución de los impactos negativos que generaban estos factores.

El NETA además buscaba remplazar o sustituir el precio marginal o precio de bolsa por contratos bilaterales, según esta teoría buscaba generar más competencia en la generación de precios, también una ventaja que tiene la contratación bilateral es la limitación de poder o la existencia de monopolio.

Otro de los objetivos del NETA era la introducción de los mercados commodities y la introducción de mecanismos financieros.

Con lo anterior se pretendía aumentar la contratación futura de tal modo que los agentes pudieran gestionar mejor el riesgo y los contratos a corto plazo solo quedarían como mecanismo para ajustar al tiempo real. (Burgos, 2006)

El otro ideal de esta implementación es darle fuerza a la producción de energías limpias y renovables, en síntesis el NETA pretendía la competencia en el sector eléctrico.

De esta forma la mayor parte de contratación de energía se hace a través de los mercados forwards y contratos futuros teniendo como posibilidad de ajustar al precio de posiciones diarias APX-UK, donde la GNC liquida y hace el balance del mercado y ELEXON factura. (Burgos, 2006)

Los problemas que más se presentaron en este mercado se destacan, en el mercado de bolsa se presentó que existía un duopolio en los productores de energía o en el sector de la generación solo dos empresas poseían las empresas

marginales de carbón, de esta forma se presentaba poder de mercado mas no era competitivo. (Burgos, 2006)

Ahora en el mercado del NETA se presentó que en la liquidación de un contrato futuro la componente de almacenamiento es muy incierta y realmente no se tiene el costo real de almacenamiento. (Henney, 2008)

3.1.2.Los contratos por diferencias

En este mercado son muy comunes los contratos financieros bilaterales donde no se lleva a la entrega física si no que se fijan unas condiciones financieras, cantidades y tiempo de cobertura del contrato, convirtiéndose casi en contratos de cobertura de precios.

Los contratos por diferencias consisten en que las partes fijan una cantidad de energía a un precio fijo, en el momento que llegue la transacción física las partes liquidan de acuerdo como estén las condiciones día Bolsa esto ocurre en el proceso de la privatización. (Henney, 2008).

Como resultado a estos tipos de negociación que era muy común en los energéticos como el carbón y energía eléctrica se denomina un término muy común en los mercados de energéticos del mundo Power Purchase Agreements, donde se hacían los acuerdos a 10 años, donde los productores en dichas negociaciones tenían que contemplar sus costos hundidos de sus plantas generadoras, lo cual podrían resultar negociaciones con valores altos en el momento de negociar.

Los contratos por diferencias son contratos bilaterales realizados a plazo y por ser de característica naturalmente financiero son similares a los mercados over the counter. Estas negociaciones se dan directamente entre las partes negociadoras y

no existen terceros como intermediarios, a partir de estos mecanismos surge en el mercado inglés una variante denominada "contratos de electricidad a plazo" Electricity Forward Agreements, EFA que son contratos a corto plazo, y empiezan a tener otras características de contratos derivados. (Henney, 2008).

3.1.3.Los contratos de electricidad a plazo, EFA

Los contratos a plazo son denominados como EFA, estos son similares en funcionamiento a los contratos por diferencias, las partes acuerdan la transacción una cantidad de energía durante un plazo a un precio determinado, al vencimiento la transacción física se realiza en el mercado de contado allí se liquidan las diferencias entre los contratantes.

Desde el año 1991 se estableció como único bróker en el mercado la empresa Gerrard National Intercommodities (GNI), de esta manera a través de un bróker los contratos se celebran entre las partes ya que este tercer participante busca una contraparte como es lo normal en los mercados over the counter, la labor de este participante es dar a conocer a ambas partes la operación de la transacción suministrándoles la información de las diferencias de las liquidaciones.

Los EFA no son ajenos al proceso de acercamiento entre los mercados Organizados y los mercados over-the-counter, por el cuales los primeros cada vez emiten contratos con más plazos y tratan de flexibilizar las condiciones, mientras que los segundos tratan de acordar una estructura de referencia que facilite la operativa y el acuerdo. (Henney, 2008)

Como todo mercado de futuros los precios referencias son los precios de la Bolsa y todos sus componentes que definen el precio, en este mercado se pueden según su estructura de bloques que tienen constituido por horas y días, así el mercado EFA se pueden negociar bloques individuales. Con esto se consigue equilibrar la

estandarización de términos con la flexibilidad en la cobertura. La estandarización de términos y las operaciones, la intervención de terceros hacen diferencias ante los mercados de contratos por diferencias.

Los contratos EFA más frecuentes están; el contrato de carga estable anual, el contrato de puntas días laborales y el contrato anual

En Londres existe la compañía OMLX (*The London Securities and Derivatives Exchange*) filial de OM mercado de derivados sueco, se dedica a negocios de derivados subyacentes financieros donde ve la importancia de los contratos futuros de electricidad según la buena experiencia del mercado nórdico, la introducción de mercados derivados de energía, los contratos futuros de electricidad la existencia de un mercado organizado de futuros dotaron el mercado eléctrico de mayor volumen y liquidez. (Henney, 2008)

3.2. Los Países Nórdicos

Antes a la integración energética de los países nórdicos estos mercados seguían un modelo monopolístico tanto local como regional.

La electricidad se manejaba de una forma centralizada y regulada, exclusivamente por el gobierno donde se asemejaba al Modelo 1 – Monopolio de Hunt y Shuttleworth (1996).

En cada país o región solo existía una compañía de propiedad estatal e integraba verticalmente todas las actividades del proceso de la energía (generación, transmisión, distribución y comercialización). (Millán, 2000)

En 1960 fue instalada la primera red eléctrica que conectaba Noruega y Suecia. Éste fue el origen de la integración entre los mercados eléctricos de estos dos

países, que posteriormente ha tenido un rápido desarrollo. En 1973 se construyó la primera red eléctrica entre Noruega. Además, Suecia ha desarrollado en el norte del país sus redes de conexión con Finlandia, con lo que se puede afirmar que los sistemas eléctricos nórdicos están físicamente integrados, con la única excepción de Islandia.

Los cinco países nórdicos, Noruega, Suecia, Dinamarca, Finlandia e Islandia, constituyeron en 1963 una asociación eléctrica integrada por las empresas del sector de los respectivos países, Nordel, para la cooperación eléctrica. La energía intercambiada en 1996 entre los países de Nordel fue de 17.000 millones de kWh siendo Noruega el principal exportador y Finlandia el principal importador. En total, la capacidad de interconexión total ascendía en ese año a 3.700 MW distribuida en ocho líneas distintas, que unen a estos cinco países entre ellos además de Finlandia con Rusia.

Esta interconexión de sistemas eléctricos permite una utilización más efectiva de los recursos energéticos totales y de la producción eléctrica.

La estructura del sector eléctrico en estos países es muy fragmentada. La distribución eléctrica es desempeñada por empresas municipales en su mayoría, que tradicionalmente han ejercido un monopolio en su área de influencia. Las nuevas leyes del sector aparecidas potencian la agrupación de estas empresas municipales, reduciendo su número y haciéndolas más fuertes financieramente.

El mercado nórdico de la electricidad constituye la primera experiencia de mercado internacional eléctrico en el mundo. A finales de 1997, las experiencias existentes en el mundo de mercados eléctricos liberalizados sólo afectan a un país no existiendo en ningún caso libre intercambio, en condiciones de competencia, entre países.

La de los países nórdicos, con Noruega a la cabeza, constituye sin duda una experiencia pionera por lo que es la primera que estudiamos aquí.

Dinamarca en ese instante inicio también el proceso de discusión en este mismo sentido pero fue más lento, pero finalmente liberalizándose en su mercado siguiendo un ritmo más próximo al del resto del continente.

La integración de Dinamarca se dio en dos etapas, en 1999 se unió el sector este de Dinamarca y en el 2000 se unió la parte oeste, quedando así integrados todos los países nórdicos, con excepción de Islandia. El último territorio en unirse fue la región en Alemania denominada KONTEK. Así se dio inicio a uno de los procesos más exitosos y reconocidos del mundo.

El proceso de desregulación del sector energético en los países nórdicos se dio gradualmente de país en país, de acuerdo a las necesidades inmediatas de cada uno. Estos, a su vez se fueron integrando sucesivamente en un mercado regional. Noruega fue el primer país nórdico en desregular su sistema eléctrico sentando las bases para la desregulación de los otros países.

El proceso de integración del mercado eléctrico de los países nórdicos se fue dando simultáneamente con la desregulación del sector, la idea detrás de la reforma era desagregar funciones y considerar la competencia en el sector eléctrico sin privatizar la industria, con el objetivo de incrementar la eficiencia del sector, eliminar las diferencias de precios y aprovechar la complementariedad de los sistemas eléctricos de cada país.

La desregulación del mercado eléctrico noruego se da en la década de los 90 con la desagregación de las actividades de este sector; las actividades de generación y suministro fueron dejadas a la libre competencia, mientras que las actividades de transmisión y distribución continuaron siendo monopolios regulados por el estado, se estableció así, la regulación de las tarifas y las tarifas de acceso a la red que

debían pagar los consumidores para poder escoger la empresa que les proveyera el suministro.

El Nordpool rompe paradigmas del mercado eléctrico y adopta el mecanismo NETA posterior el BETA, lo que se buscaba con la implementación del BETA era conseguir que el mercado de electricidad tuviera un comportamiento de un mercado de commodities tomando como referencia el mercado de gas del reino unido, se esperaba que al permitir contratos por fuera de la bolsa se favorecieran la utilización de nuevos innovadores mecanismos de contratación, no solo entre generadores y consumidores, sino también entre agentes no físicos (Burgos, 2006)

A continuación se mostrara los tipos de energía utilizadas en el mercado Nord Pool para los últimos años tabla 2.

Tabla 2. Capacidad existente en el Nord Pool en MW

Capacidad de generación existente en Nord Pool [MW]					
	Dinamarca	Finlandia	Noruega	Suecia	Nord Pool
Hidráulica	10	20	28.268	16.150	44.448
Nuclear	-	2.671	-	8.961	11.632
Térmica	9.529	10.847	244	7.576	28.196
Eólica	3.138	82	281	525	4.026
Total	12.677	13.620	28.793	33.212	88.302

Nota. Fuente: Nord Pool ASA. (2008). Trade at Nord Pool ASA_s Financial Market, Tech Nord Bolsa

Según se iba desarrollando el mercado nórdico de energía la experiencia mostraba que el concepto de los forwards sobre energía necesitaba cambiar para aumentar la liquidez y promover la negociación, en el periodo de 1993-1994, tanto los contratos de carga máxima fueron eliminados de este mercado, debido a la poca actividad que presentaban y también para mejorar la liquidez de los contratos de carga base.

En 1994, el sistema de subastas semanales del mercado financiero fue reemplazado por un sistema de negociación continuo. Todos los procesos que involucraban a las pujas, las cotizaciones y las propias negociaciones eran llevadas a cabo a través del teléfono entre los participantes del mercado del Nord Pool.

Para promover la negociación entre los participantes del mercado y estimular un aumento de la liquidez, los contratos financieros se cambiaron de contratos liquidados mediante la entrega física a contratos financieros de electricidad, con liquidación por diferencias a vencimiento. El precio de referencia para todos los contratos financieros era el sistema de precios del mercado de contado del Nord Pool. (Burgos, 2006)

El horizonte temporal de dichos contratos fue aumentado en etapas hasta tres años. En 1996 Suecia se unió a los mercados organizados por el Nord Pool y, como consecuencia, se formó así el primer mercado multinacional de negociación de energía eléctrica. Además, el otoño de este mismo año se reemplazó el sistema manual de negociación por el sistema de negociación electrónico PowerCLICK.

En 1997, el Nord Pool introdujo la negociación de contratos forwards sobre energía, y los estandarizó para que se ajustaran a los del mercado OTC. En este mismo año Finlandia se unió al mercado nórdico de negociación de energía, y EL - EX se convierte en la sede representante del Nord Pool en Helsinki.

En 1999 se observó que la negociación de opciones energéticas era un mercado potencial muy importante, de modo que se estandarizaron estos contratos y comenzaron a negociarse. En el año 2000, después de que se unificaran los 4 países nórdicos vecinos en un único mercado común de electricidad, se introdujeron los contratos por diferencias como un nuevo tipo de contrato forward. Estos nuevos productos fueron introducidos para dar a los participantes del

mercado la posibilidad de cubrirse frente a posibles diferenciales de precios entre el sistema El spot y los precios de área individuales.

En el año 2003, se fue introduciendo gradualmente una nueva estructura de productos, reemplazando los bloques con meses, y las estaciones con trimestres, haciendo que los contratos de Nord Pool fueran más compatibles con los estándares internacionales. En 2004 el Nord Pool lanzó su primer producto relacionado con la producción de energías renovables. Este nuevo producto es lo que actualmente se conoce como Electrificación.

El Nord Pool fue el primer mercado europeo de commodities en lanzar un producto como éste. El objetivo de esta nueva propuesta era el de crear incentivos para la inversión en la producción de energías renovables. Finalmente, en 2005 el Nord Pool lanzó contratos forward sobre permisos de emisión para la Unión Europea (EUAs), para poder hacerse cargo de las emisiones de dióxido de carbono y otros gases que provocan el efecto invernadero, y contrarrestar la amenaza del cambio climático. En principio, este mercado introdujo tres contratos forward con entrega física en Diciembre de los años 2005-2009. Nord Pool fue y ha sido el primer mercado que ha lanzado un producto de este tipo.

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 (Elsport); 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; y tiene una cámara de compensación llamada Nord Pool Clearing AS. (Trade at Nord Pool ASA, 2010)

Como se dijo antes, el mercado físico está representado por el Nord Pool Spot AS. Ésta empresa 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 Kraftnät (Suecia), 20% de Fingrid (Finlandia), 20% de Statnett (Noruega), 10% de Eltra (Dinamarca) y 10% de Elkraft Systems (Dinamarca).

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, el desarrollo del mercado financiero, permite satisfacer la demanda de los grupos de consumidores interesados en las transacciones en materia de administración y manejo de riesgo. (Trade at Nord Pool ASA, 2010)

La operación se lleva a cabo a través de sistemas electrónicos o vía telefónica y los sistemas de balance y entrega se llevan por medio 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 infraestructura y mercados, simulación de mercado y capacitación.

La cámara de compensación es una subsidiaria de Nord Pool ASA, ésta 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 estos fueron negociados en la bolsa formal designada para esta función o en el mercado informal. (Trade at Nord Pool ASA, 2010)

A todo lo anterior se resume en que el mercado nórdico para llegar a evolucionar en su mercado energético y obtener mayores eficiencias en este mercado tuvo que pasar por varios modelos organizacionales eléctricos, como pasar del modelo I hasta el modelo de IV de Hunt y Shuttleworth, de pasar de un sistema regulado y descentralizado (integrado verticalmente) a ser un sistema desregulado y descentralizado (desintegrado verticalmente) hasta poder llegar a los mercados bilaterales tanto físicos como financieros. (Trade at Nord Pool ASA, 2010)

3.2.1. Noruega

Noruega como país líder de la integración del mercado eléctrico de los países nórdicos tuvo antes del proceso de integración como los demás países los procesos de generación, transmisión y distribución eran altamente reguladas, desde las construcciones de las primeras plantas en 1887 y 1894 donde se genera políticas regulatorias en los recursos hídricos para la generación.

En sus inicio las plantas eran propiedad de los municipios para ofrecer a bajos precios el insumo, en el siglo XX la generación se encontraba fragmentada donde pertenecía a los municipios y a las empresas cogeneradoras donde generaban para sus propias necesidades, luego se ve la necesidad de crear un Bolsa con el objetivo de conectar sus cinco regiones y manejar el despacho para las mismas,

sin embargo se contaba con un fuerte problema ya que existían precios marginales muy diferentes para cada una de las empresas de las regiones ocasionando precios con muchas diferencias en el despacho. (Trade at Nord Pool ASA, 2010)

La reforma del sector en el país data de 1991 año en que se publicó una nueva ley, la Energy Act, que liberalizó el sector, declarando el transporte como un monopolio pero la producción y la compraventa de energía como una actividad libre y estableciendo la separación contable para aquellas empresas que continuaran integradas.

Todas las actividades requieren de una licencia del regulador, que sigue siendo “Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE)”. La empresa pública Statkraft (hasta entonces productora y propietaria de la red) fue dividida el 01 de Enero de 1992 en dos empresas independientes: Statkraft SF, empresa productora del 27% del total del país; y Statnett SF, como empresa propietaria del 80% de la red de transporte, responsable de dicha actividad y de la operación del sistema.

A lo largo de estos años ha habido bastante debate en el país, con la participación del sector y también de otras instituciones académicas, sobre las posibilidades y efectos de la reforma. (Trade at Nord Pool ASA, 2010)

En 1992 Statnett diseñó un nuevo sistema de remuneración de la red, basado en el concepto de “punto de conexión”, introduciendo este sistema en la red nacional, regional y local.

El sector tenía a finales de 1995 la siguiente estructura: la producción se reparte entre la ya mencionada Statkraft, con un 27%, empresas municipales y regionales, con un 55%, y privadas, con un 18%.

A principios de 1996, existían 59 empresas verticalmente integradas, 150 distribuidores y 30 productores.

La Bolsa, Norwegian Power Bolsa, se fusionó con Statnett el 01 de enero de 1993, creándose una filial, Statnett Marked AS (Statnett Power Exchange Ltd.) para la bolsa de energía, que se abre a todo tipo de participantes no sólo de Noruega sino también a algunos productores de los otros países nórdicos si bien con restricciones, sobre todo tarifas especiales. Su funcionamiento y detalles son los que tienen actualmente el mercado conjunto Noruega-Suecia, que veremos más adelante.

Además, existe un mercado de regulación, que compra aumentos o disminuciones de generación o de consumo en las ofertas realizadas por los participantes del mercado, para regular y equilibrar de forma instantánea la producción y el consumo. Este mercado es gestionado desde la primavera de 1997 por Statnett, el operador del sistema noruego, estableciendo un mayor paralelismo con el sistema sueco, donde esa función ya venía siendo realizada por Svenska, el operador técnico sueco Nord Pool (1996). (Trade at Nord Pool ASA, 2010)

Al margen de ese mercado organizado, existe otro de transacciones bilaterales, que es aún más utilizado que aquél por parte de los productores, las empresas verticalmente integradas y los distribuidores.

La ley de 1991 estableció el acceso de terceros a la red a todos los niveles y eliminó los derechos de exclusividad de los distribuidores en las áreas reguladas. Todos los consumidores tienen el derecho a cambiar de suministrador, acudir al mercado de energía, o si lo prefieren, a continuar con el que tenían hasta entonces.

Vamos a analizar las consecuencias de la reforma:

- ü Los menos afectados por la reforma son los distribuidores, si bien se han producido muchas divisiones voluntarias dentro de las empresas, separando distribución y comercialización, y se han frenado los movimientos hacia la integración vertical. Se han producido algunas fusiones horizontales de empresas, fomentadas por el regulador, pero aún son insuficientes, dado el elevado número de compañías aún existentes.

- ü Los generadores, por último, son los más perjudicados por la competencia, al menos en los primeros años. En cambio, el otoño-invierno de ese mismo año, muy seco y frío, dio lugar a precios muy altos al final del año y comienzos de 1994. Los precios medios fueron muy elevados en 1994 y su variabilidad mayor que en 1995, que también contó con precios medios inferiores. Esto incentivó la realización de nuevas inversiones en generación.

- ü La tradicional cooperación entre las empresas del sector se ha sustituido por una feroz competencia y las empresas han reorientado su gestión empresarial hacia la consecución de niveles de rentabilidad, la atención al cliente y la gestión del riesgo. Han emergido en el mercado de la electricidad dos nuevas figuras hasta ahora inexistentes: los mediadores -brokers- y los especuladores -dealers-.(Millán, 2000)

3.2.2.Suecia

Suecia el otro país fundador del Nord Pool, cerca del año 1900 la generación eléctrica de ese país no se encontraba centralizada pero a mediados del siglo XX la generadora estatal Vattenfal quedó encargada de las líneas de transmisión y cerca del 50% de la generación gracias a su economía de escala.

Existen otras compañías privadas y municipales, así como industrias que producen el resto. La más importante es Sydkraft, con el 20% de la producción.

Aun siendo importante la producción hidroeléctrica, su estructura de recursos energéticos está más diversificada, fundamentalmente con energía nuclear (que supuso más del 50% de la producción en 1996 por ser un año frío y seco), si bien existe el compromiso del Parlamento de la nación de eliminar la electricidad de origen nuclear antes del 2010, sustituyendo esa potencia por otras fuentes.

La distribución está a cargo de cerca de 300 empresas, la mayoría de ellas municipales, siendo las de mayor volumen las dos anteriores con un 12% y un 6% respectivamente. Los precios no son iguales a lo largo del país pues existe bastante libertad de establecimiento de precios por los distribuidores.

La reforma en este país comienza prácticamente a la vez que en su país vecino, a finales de 1991, si bien no con una nueva ley, y a un ritmo más lento que en aquel país. En esa fecha, el nuevo gobierno conservador sueco decide modificar el estatuto jurídico de la empresa pública Vattenfall, convirtiéndola en una sociedad anónima de titularidad 100% pública. El siguiente paso, en ese mismo año, fue la fundación de una nueva sociedad anónima Svenska Kraftnat, responsable de la administración y gestión de la red de alta tensión a partir del 1 de enero de 1992.

Esta sociedad se hizo en enero de 1995 responsable del equilibrio de la oferta y la demanda nacional con un sistema similar al mercado regulatorio noruego denominado “servicio de equilibrio” (balance service) e introdujo el principio de “punto de conexión” para la remuneración de la red, al igual que Statnett en Noruega.

El establecimiento de una bolsa de energía en Suecia contaba con dos inconvenientes principales: uno era la concentración de la producción eléctrica (Vattenfall con un 50% y Sydkraft, con un 20%), con dos empresas que podían controlar el mercado; el segundo inconveniente era la interconexión con los otros países nórdicos que aconsejaban un mercado común. Por ello, en el verano de 1994 Statnett y Svenska Kraftnat comenzaron a investigar la posibilidad de un

mercado conjunto, que fue la solución finalmente adoptada. Aunque hubo propuestas, sobre todo de los generadores de los distintos países y de la propia Nordel, que eran partidarios de incorporar a Finlandia y a Dinamarca desde el primer momento, se decidió empezar con el mercado noruego-sueco en una primera fase para ir progresivamente ampliándolo a las otras naciones vecinas.

Para esto, era necesario que Suecia estableciera unas condiciones de competencia en el sector similares a las de Noruega, y que ésta eliminara las restricciones a las exportaciones de energía a Suecia, aún vigentes. Ambas decisiones fueron adoptadas por los respectivos parlamentos a finales de 1995 y el 1 de enero de 1996 comenzó a funcionar el mercado para ambos países. En esta última fecha entró en vigor la ley de liberalización sueca, con un año de retraso con respecto a la fecha inicialmente prevista.

La ley liberaliza la generación y el suministro eléctrico manteniendo regulados el transporte y la distribución, si bien con el principio de libre acceso de terceros. Existe un plazo de cinco años de transición en el cual los consumidores tienen derecho a mantener a su distribuidor actual, y éstos tienen la obligación de suministrarle así como de comprar la energía generada por productores de su área inferiores a 1.500 kW. La estructura empresarial fragmentada de la distribución minorista de la electricidad está facilitando la competencia entre las empresas, en una auténtica lucha por mantener la fidelidad o ganar consumidores.

El órgano regulador sigue siendo NUTEK, Swedish National Board for Industrial and Technical Development. La ley no impide la integración de actividades por lo que las generadoras están interesadas en la compra de distribuidoras.

En 1996, Statnett vendió el 50% de las acciones de su filial Statnett Marked a Svenska, y la sociedad operadora del mercado eléctrico nórdico pasó a denominarse Nord Pool. Su sede central sigue estando en Oslo, Noruega, pero abrió en ese año una nueva oficina en Estocolmo, Suecia.

3.2.3.Finlandia

Una de las características principales del mercado finlandés es que del total de energía generada un 40% son las empresas industriales que generan para sus propias necesidades, hasta 1995 la regulación de este mercado se ha caracterizado como muy poco estricta en cuanto a la regulación y control de los precios generados en este mercado haciendo que los procesos de distribución, transmisión, generación y comercialización hayan estado siempre de una forma descentralizada y no manejada por el estado característica que ha permitido la evolución de este mercado y su ingreso al acuerdo Nord Pool. (Castro,2005)

Su estructura de recursos energéticos está más diversificada y la producción hidráulica, a diferencia de los dos países anteriores, sólo representa un 18% del total, correspondiendo un 54% a energía térmica convencional y un 28% a nuclear.

Finlandia a finales de 1995 contaba aproximadamente con 110 empresas en su esquema organizacional eléctrico con una empresa pública que produce el 45%, empresas privadas producen el 40% y el resto empresas municipales, donde estas mismas tenían toda la distribución tradicionalmente con monopolios por áreas geográficas.

A principios del año 1995 se aprobó una ley que reforma el sector, mercado eléctrico, esta ley establece la separación contable entre cada uno de los eslabones del mercado, generación, transmisión, distribución y comercialización y permitía el libre acceso a las redes.

Cerca de del año 1998 se da los primeros pasos a la competencia perfecta de este mercado ya que se estima que un 10% de los clientes podían cambiar de suministrador, esto hace que los precios disminuyeron casi en un 7%

Se crea, Finnish Power Grid Ltd., desde principios de 1998 quien controla la gestión de integrar la red e igualmente se crea Finnish Power Balance Ltd. encargada del despacho central de energía y del equilibrio entre oferta y demanda, en un papel similar al de Svenska en la red sueca, y Statnett en la noruega.

A comienzos de 1995, el gobierno finlandés publicó un “libro blanco” con las condiciones para la creación de una bolsa de energía en Finlandia, aunque el objetivo final era la colaboración con los otros países nórdicos para un mercado conjunto. Esta bolsa comenzó a funcionar en noviembre de ese año, con 45 productores pequeños.

En otoño de ese mismo año el mercado de futuros y opciones finlandés, SOM Ltd, Finnish Securities and Derivatives Exchange, presentó una propuesta para organizar una bolsa de energía con contratación electrónica. El resultado fue la constitución de una sociedad filial al 100% de SOM, denominada EL-EX, que comenzó a funcionar realmente a mediados de 1996 y en la que se negocian los contratos de contado y de futuros del mercado finlandés que siguen la estructura de los de Nord Pool. (Trade at Nord Pool ASA, 2010).

En el capítulo siguiente se estudiara la Bolsa Finlandesa

La Bolsa de electricidad finlandesa, EL-EX

La unidad temporal de los contratos negociados es la hora, semana bloques y estaciones resaltando además una carga base nocturna

Este mercado está regido por el mercado financiero de derivados de Finlandia, SOM, que no diferencia en cuanto a mecánica de funcionamiento, entre las operaciones de “contado” y las de futuro. Se podría decir que EL-EX tiene un cierto “toque” especial de mercado de futuros con todos los ingredientes de éstos

en el más estricto sentido financiero, que invade también el mercado spot. Así, todos los contratos son denominados contratos forward, estando en proyecto el lanzamiento de opciones y toda la contratación es electrónica y continua, sin diferenciar uno y otro mercado. Se podría decir que en Finlandia se ha organizado un mercado de futuros de electricidad que cubre plazos desde horas hasta años, desapareciendo la distinción entre bolsa de energía o Bolsa y mercado de futuros.

Teniendo en cuenta la mecánica de la bolsa de energía, con las liquidaciones y su actuación como contraparte, se podría concluir que no tiene mucho sentido contar con dos organizaciones distintas para operar esa bolsa y la de futuros. En Finlandia, parece haberse decidido que sea una sola, pero en este caso el papel lo desempeña la bolsa de futuros.

3.2.4. Dinamarca

Este país con altamente reconocido por su fuerte centralismo el gobierno de este país cedió en 1999 a abrirse mercado energético e interconectarlo al Nord Pool.

El sistema eléctrico Danes caracterizado por estar conformado en dos mercados eléctricos en Dinamarca Oeste (DK1) y Dinamarca Este(DK2) sin una conexión física directa entre ellos. Dinamarca posee el menor consumo del acuerdo del Nord Pool.

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 30 años a pesar del incremento en el nivel de vida. Así, el consumo bruto de energía en el año 2001 era similar al de 1972, unos 19 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

El sector de generación sigue siendo muy concentrado y es dominada por dos principales empresas generadoras (DONG Energy y Vattenfall), uno de los cuales también se el actor principal en el mercado del gas. La mayor el mercado está integrado en el mercado nórdico de la energía (Compuesta también de Finlandia, Suecia y Noruega), aunque no parece que con frecuencia significativos diferencias de precios con los demás países nórdicos debido a la capacidad de interconexión suficiente. En el sector minorista, hay una competencia para las grandes y clientes medianos, muchos de los cuales han cambiado de proveedor o renegocia su contrato con su proveedor actual. Conmutación entre los más pequeños clientes, por su parte, ha sido mucho más débil.

3.2.5.Mercado Integrado

El mercado conjunto para Noruega y Suecia operado por Nord Pool cuenta en realidad con dos mercados: el mercado al contado, para el día siguiente (the Day-Ahead Market); y el mercado de futuros, por semanas (the Week Market) hasta un plazo máximo de tres años. El primero conlleva la entrega física de electricidad. No así el último que es exclusivamente un mercado financiero.

3.2.6.El mercado spot

El mercado spot funciona como de acuerdo a la estructura básicas de una bolsa, allí los agentes del mercado un día antes hacen las ofertas y las compras de la energía ofreciendo cantidad y precio.

Las ofertas se agrupan obteniéndose una oferta y una demanda agregada para cada hora determinándose un precio único, el que iguala ambos lados del mercado. Una vez casadas las ofertas, se liquidan económicamente, con independencia de las mediciones de energía entregada realmente.

Los operadores del sistema de los respectivos países son los responsables de gestionar las restricciones de la red y han de facilitar a Nord Pool la información sobre las posibles congestiones en la misma.

Dentro de Noruega y para los problemas en las fronteras entre los dos países, el método que se aplica consiste en dividir el mercado por zonas. Las ofertas, de compra o de venta, han de contener además de cantidad y precio, la zona en la que se piensa entregar o recoger la energía. El mercado, en base a la información de Statnett, ofrece cada semana una división de zonas -bidding zones-, y los participantes tienen que diferenciar sus ofertas de acuerdo con esa división, siendo siempre Suecia en su conjunto una única zona. Si no existen congestiones, el precio del mercado será el mismo para todas las zonas, incluida Suecia. En caso contrario, habrá precios distintos en las distintas zonas. En Suecia, el operador Svenska se responsabiliza de las restricciones y en vez de establecer distintas áreas con distintos precios, él se encarga de pagar reducciones de ofertas en zonas con exceso y aumentos de oferta en zonas con déficit, siendo esos costos incorporados luego en el precio del transporte por la red.

Es interesante señalar que, aunque existe un mercado de transacciones bilaterales con entrega física al margen de este organizado, existe una fuerte interrelación entre ambos en caso de existir restricciones de la red, si bien esto sólo ocurre para transacciones dentro de Noruega. En estos casos, las partes de una transacción bilateral, han de “transferir” su operación al mercado al contado si ésta “cruza” los límites de las distintas zonas de oferta definidas por el mercado. Así, si es una transacción dentro de Noruega, una de las dos partes o ambas -según cuales sean los puntos de entrega de la energía- están obligadas a hacer en el mercado al contado la operación inversa a la pactada bilateralmente, es decir, el vendedor en el acuerdo bilateral ha de ofertar en el mercado al contado la compra de la energía que había vendido, o bien, el comprador original ha de ofertar la venta de la energía comprada al margen del mercado. Esto es, toda la energía vendida entre las zonas de oferta mediante acuerdos bilaterales han de

transformarse en ofertas en el mercado al contado. Hay acuerdos bilaterales entre ambos países que se conciben como contratos por diferencias, para asegurar un precio, que no implican entrega física por lo que claramente no afectan a la capacidad de la red.

Han sido eliminadas las tarifas de aduanas que existían entre ambos países y la propia bolsa Nord Pool dispone de un sistema de cambio para minimizar el riesgo de cambio entre las coronas sueca y noruega en el mercado al contado. Dado que los precios se cotizan en coronas noruegas y que las operaciones se liquidan semanalmente, los agentes suecos que realicen sus ofertas en coronas suecas están sujetos al riesgo de cambio entre el día de su operación y el día de pago.

Se obliga a que todas las ofertas dentro de una misma semana se realicen en una misma moneda. El mercado aplica la cotización establecida por los bancos internacionales justo antes de calcular el precio de casación. Está previsto reducir el período de liquidación a un día, como en el mercado de futuros, y así reducir el riesgo de cambio.

El mercado define tres clases de agentes que pueden operar en él: participantes, que operan en su propio nombre; intermediarios, que operan en nombre propio o ajeno -a los que el mercado denomina brokers cuando en realidad está incluyendo también a los dealers-; y clientes, que operan a través de un intermediario -clearing customers-.

El mercado tiene su propia cámara de compensación, y todos los participantes, incluyendo los intermediarios, han de firmar un contrato de participación que contiene las reglas del mercado, y que les da derecho a participar en el mercado al contado y en el mercado de regulación. Los clientes que operan a través de un intermediario, han de firmar un “acuerdo de compensación” (Clearing Customer Agreement) con el mercado directamente, aceptando sus normas de funcionamiento, siendo dicho contrato visado también por el intermediario. Éste se

ha de hacer responsable de que sus clientes tengan depositados los importes necesarios, y en caso contrario el intermediario está obligado a reponer la diferencia o a reducir el volumen contratado por el cliente. Las liquidaciones se practican directamente entre el mercado y el cliente, y éste abonará al intermediario sus comisiones.

Cabe señalar que a mediados de 1996 surgieron voces cuestionando el futuro a medio plazo de este mercado después de que en junio de ese año, se tuviera que suspender la negociación en tres días distintos por falta de electricidad para entregar. Téngase en cuenta que en el mercado se negocia la electricidad “excedentaria” no incluida ya en transacciones bilaterales.

La existencia de temporadas frías y muy secas en ambos países, han situado sus reservas hidráulicas en niveles muy bajos. Eso ha dado lugar a producciones inferiores por parte de las empresas, que han de guardar reservas hidráulicas para el invierno próximo, y han de acudir por tanto a comprar más al mercado para hacer frente a sus compromisos de venta.

Las empresas suecas y noruegas no sólo no han podido vender en la bolsa sino que han tenido que comprar energía a Finlandia, Alemania y Dinamarca (la producción conjunta de los dos países fue en 1996 un 10% inferior al año anterior), habiéndose situado los precios muy por encima de los del año anterior tanto en el mercado al contado como en el de futuros.

El mercado considera que este su primer año de funcionamiento fue especialmente difícil por las condiciones climatológicas frías y secas de los dos países y el hecho de que funcionara en estas circunstancias tan extremas es prueba de su fortaleza.

Existe una intención firme de trabajar más para resolver uno de los puntos más difíciles que son los problemas de restricciones y congestiones en la frontera entre ambos países.

3.2.7.El mercado de opciones y futuros de electricidad.

El mercado de futuros de electricidad fue creado en 1995 como el primer mercado organizado en el mundo, los primeros países que participaron en las transacciones comprando futuros de electricidad fueron Noruega y Suecia, estas transacciones se realizan por el Nord Pool.

El mercado de Noruega tenía un mercado que tenía una mezcla de mercados forwards y futuros. Contaba con la estandarización de los contratos y con la centralización de la negociación a través de una bolsa con transparencia total de precios. Del mercado a plazos tenía el que los contratos estaban concebidos como compraventas aplazadas, con entrega física llegado el vencimiento, más que como un mecanismo de cobertura financiera.

En 1995 se introdujo una forma de cotización electrónica continua por vía telefónica. El operador Statnett Marked se enlaza con las cámaras de compensación de futuros y opciones noruega (Norsk Opsjonsentral AS (The Norwegian Futures and Options Clearing House - NOS) y sueca (OM Group, en Estocolmo) para establecer un nuevo mecanismo de contratación y compensación.

Una de las características principales de estos contratos es que no tienen cantidad especificada los contratos futuros lo único que se negocia es precio y número de contratos, así, los contratos de futuros, con su nueva especificación, se negociaban, a partir de 1996, de dos formas:

Negociación en base al precio de equilibrio (Equilibrium Point Trading, EPT), con un sistema similar al del mercado al contado.

Mercado continuo (Continuous Trading, CT, mediante negociación telefónica). Esta negociación comenzaba con las ofertas de compra y venta de los “market makers”, creadores de mercado, o instituciones que, de acuerdo con el mercado, se comprometen a cotizar precios de compra y de venta con el objeto de estimular el mercado. Los participantes hacían sus ofertas por teléfono al mercado sin dar a conocer su identidad si así lo preferían, sólo la cantidad y el precio ofertados.

Los mejores precios de venta y de compra se hacían públicos mediante un sistema de pantallas electrónicas, siendo accesibles para todos los agentes del mercado en tiempo real el mercado confirmaba por fax a todos los participantes sus transacciones.

Estos dos sistemas de negociación funcionaron un poco más de tiempo eliminándose más tarde el primero quedando solo el mercado continuo con contratación electrónica y telefónica, en mi opinión personal la operación de los dos sistemas daba lugar a arbitraje claro está que en la literatura encontrada no da registro de este tipo de situación.

Los contratos de futuros no conllevan la entrega física de la electricidad. A su vencimiento, cada día de la semana contenida en el mismo, se comparará el precio de cobertura del futuro vencido con el precio del mercado de contado para ese día. Los márgenes requeridos para los contratos están establecidos como porcentajes de los precios de los contratos, no como cantidades fijas, que es lo habitual.

De esta forma, en la liquidación diaria que se hace a todos los participantes se incluyen las cantidades que han de abonarse o cargarse por ajustes de precios y también las variaciones de márgenes como consecuencia de ellos, además de los gastos y comisiones del propio mercado.

Los precios de estos contratos convergen bastante a los precios de contado en las semanas inmediatamente anteriores al vencimiento, no así en las más lejanas que reflejan las expectativas de los participantes sobre los precios futuros. Se observa que el primer año del mercado a plazo, el precio medio coincidía con el de contado. (Dormán, 2003)

El problema que se les presento inicialmente sobre el mercado de futuros y opciones es que el mercado energético de este país dejaba en manos de los agentes las decisiones de planificación y garantía de suministro, para ello el gobierno hace restricción a los cargos por capacidades con el objetivo de disminuir la inversión, y por ende se logró disminuir el margen de reserva.(Burgos, 2006).

Otros de los problemas destacados en este mercado ha sido en los periodos de escasez de reservas de agua, ya que es un aspecto netamente critico debido a la fuerte dependencia hídrica, este problema no se relaciona a un mal diseño de mercado si no a los problemas de políticas de planificación energetica y la falta de gestión de gobierno para minimizar los riesgos que se generan en este tipo de mercados. (Burgos, 2006).

3.3. Estados Unidos

La industria eléctrica de Estados Unidos de América es desregulada y descentralizada, en ella existen dentro de cada uno de los eslabones del mercado empresas privadas, estatales y mixtas, existen más de doscientas firmas privadas, llamadas empresas eléctricas de propiedad de inversores, responsables de aproximadamente el 75% de la venta total de electricidad a los consumidores.

Estas empresas, la mayoría de las cuales están integradas verticalmente, operan bajo concesión geográfica a largo plazo que le otorgan en forma expresa o de hecho, derechos exclusivos para generar, transmitir y/o distribuir energía eléctrica.(Klitzman, 1995)

Las empresas públicas como las privadas se encuentran dentro de un marco regulador que, de acuerdo con el razonamiento regulatorio normal, se supone resguardan al consumidor del poder monopólico. La regulación se cumple principalmente a través de las comisiones estatales independientes y de la FERC (Comisión Estatal de Regulación Eléctrica).

La tarea de las comisiones estatales es observar si las empresas cumplen con sus obligaciones de suministrar energía eléctrica a los mercados consumidores en forma fiable y a precios que reflejen el “costo del servicio”. Por otro lado, la FERC es responsable de los mercados mayoristas y de los acuerdos sobre explotación conjunta.

Mientras que las normas y procedimientos de regulación han sido objeto de controversias continuas desde prácticamente el día en que la primer planta entró en servicio, el malestar más reciente sobre la evolución del sector y las limitaciones regulatorias es lo que ha llevado a propuestas que reclaman un alejamiento radical de la regulación “estilo antiguo”.

Las empresas disponen de sus propias redes de distribución y transporte existen acuerdos privados para sus utilidades conjuntas coordinadas, existen a nivel nacional tres redes de alta tensión Eastern Interconexión que comprende toda la zona central y este de Canadá y Estados Unidos, desde Ontario hasta Florida, Western System Power en el oeste de ambos países, desde Columbia Británica en Canadá hasta Méjico y Texas Interconexión Bolsas en el Estado de Texas; conectadas a su vez a una cuarta en Canadá (Hydro Quebec System) (Klitzman, 1995).

La coordinación de estas redes corresponden a North American Electric Reliability Council (NERC) que tiene a su vez nueve consejos regionales (RRC, Regional Reliability Council), en la actualidad existen empresas que acarrean los despachos constituyéndose como los centros de control los cuales organizan la operación del sistema eléctrico

La distribución de electricidad es realizada por empresas productoras privadas, federales o estatales, y por empresas municipales, éstas últimas fundamentalmente distribuidoras que compran la energía a las primeras.

La regulación que rige este sector energético es muy dispersa entre distintas Administraciones (federal, estatal y municipal) y distintas áreas de las Administraciones (distintos ministerios y agencias dependientes de distintos departamentos).

En si la regulación corresponde a la Federal Reguladora de la Energía (FERC, Federal Energy Reliability Council) esta garantiza el suministro del insumo eléctrico desde el productor o generador hasta el cliente final regula los precios mayoristas. A nivel estatal, las Public Utilities Commissions, P.U.C.s, regulan las tarifas minoristas, la planificación de la capacidad de transporte de las empresas y el establecimiento de nuevas instalaciones.

Las instancias reguladoras funcionan de las siguientes manera, el Ministerio de Minas y Energía es competente sobre la planificación de la industria eléctrica, el departamento de electrificación rural del ministerio de agricultura regula la estructura financiera y las tarifas, y la empresas públicas de un estado que son auto reguladas y establecen los precios de de las cuales las empresas venden a los clientes finales (Moulton, 2005).

Con las leyes federales de energía (Federal Power Act, FPA) de 1935; la PURPA (Public Utilities Regulatory Policies Act) de 1978, que tenía el objetivo de promover la cogeneración y las energías renovables, y la Energy Policy Act, EPA, de 1992, que trata de promover una mayor competencia en la generación, contemplando la

figura de generadores que actúen sólo en el mercado mayorista e introduciendo el acceso de terceros a la red de transporte, si bien a nivel mayorista.

La EPA de 1992 supone el nacimiento de unas nuevas empresas productoras de energía, exentas del control establecido en la PUHCA (las denominadas “Exempt Wholesale Generators”, EWG). Esta ley articula una visión a largo plazo de la industria eléctrica de la nación y amplía la autoridad de la FERC para ordenar a las empresas del sector el acceso de terceros a sus redes de transporte y distribución, permitiendo la circulación de energía desde o hacia otras empresas que no sean “utilities”.

El mercado mayorista incluye las transacciones realizadas desde generadoras hasta distribuidores, este mercado ganó mucha importancia después de la segunda guerra mundial ya que las compañías distribuidoras de energía podían hacer transacciones más ventajosas que comprar energía eléctrica de su zona a una tarifa regulada por la FERC, las empresas generadoras a través de este mercado buscan tener una mayor oferta y por ende disminuir los costos de producción. (Moulton, 2005)

Con la ley de 1978 crea un sector de generador independiente facilitando la creación de un mercado competitivo, el objetivo de esta ley era promover la eficiencia energética a través de la cogeneración, energías renovables, se consiguió mitigar la estructura verticalmente integrada de la industria eléctrica, la reducción de inesperada de los costos del gas natural, las nuevas tecnologías eficientes para la generación de ciclo combinado hizo desplazar potencia instalada de los grandes generadores y grandes centrales de carbón o nucleares hacia pequeñas centrales de gas.

En 1989 aparece la Bolsa aprobado por la FERC, en la zona se ha destacado fuertes cambios de energía o fronteras comerciales de altas transacciones, como lo son California y Oregón donde las transacciones vienen cada vez más crecientes, no obstante los primeros contratos de futuros eléctricos que lanzó el NYMEX están referidos a estas dos localizaciones.

3.3.1.La reforma en el Estado de California

El sector eléctrico de California cuenta con tres principales empresas del Estado son: Pacific Gas and Electric Company (PG&E), Southern California Edison Company (SCE) y San Diego Gas and Electric Company (SDG&E), con sede en San Diego y en el sur. Otras empresas importantes son Sacramento Municipal Utility District (SMUD) y Los Angeles Department of Water and Power (LADWP).

Existen además tres empresas eminentemente distribuidoras, aunque también tienen actividad de generación, varias cooperativas rurales y autoprodutores California es un Estado en el que se ha potenciado mucho las energías renovables, contando con grandes instalaciones eólicas. (Moulton, 2005)

Siguiendo la historia de este mercado la reforma tomo fuerza alrededor de 1992 cuando se realiza un informe por la compañía Comisión de Empresas Públicas de California, CPUC, Californian Public Utilities Commission con la preparación de un primer informe sobre la industria eléctrica, denominado "libro amarillo", donde se explicaba en este informe que el precio del KW_h de este estado estaba por casi el doble de la media de los demás estados, donde unos años más tarde se sacaba una nueva propuesta del sector permitiendo al cliente final elegir a su proveedor de energía promoviendo así la competencia entre generadores.

Debido a lo anterior obliga a entrar a discusiones entre los agentes dando su aprobación a este nuevo mecanismo sin embargo quedan algunas preocupaciones ya que el mercado puede generar ofertas que no superen sus costos hundidos operación, hubo oposición por aquellos que estaban proponiendo las energías alternativas como recursos de generación de electricidad, ya que estas energías sus costos marginales eran muy superiores a las convencionales y no entrarían a competir en el mercado. (Byrne, 2005)

La nueva estructura del sector cuenta con dos entidades separadas, un Operador Independiente del Sistema (ISO, Independent System Operator), y una Bolsa de Energía o Bolsa con el mercado al contado (PX, Power Exchange).

La Bolsa es un mercado que no es obligatorio para los participantes del mercado, los productores públicos e independientes pueden ejercer contratos bilaterales lo que obliga al Bolsa buscar estrategias para atraer generadores y productores como los mercados de futuros y de derivados financieros (Moulton, 2005)

Los intermediarios -marketers y brokers- pueden comprar la electricidad en los términos que quieran y venderla, junto con otros servicios, adaptada a las necesidades y requerimientos de los consumidores. Los suministradores en transacciones bilaterales tendrán que ajustar sus ofertas directamente con el operador independiente del sistema ISO, y asegurarse de que la infraestructura de medición necesaria esté instalada. Estos suministradores que operen fuera dla Bolsa, igual que los intermediarios y los clientes que hagan uso de la capacidad de elección asumirán los costos complementarios y otros costos asociados a los servicios del operador. (Jonathan, 2005)

3.3.2.Los contratos futuros de electricidad en Estados Unidos

El CME Group-NYMEX lo que antes se conocía como solo NYMEX, en el 2008 CME compra a NYMEX quedando solo como CME Group, este mercado de derivados de energía de Nueva York y Chicago ante la desregulación del mercado energético se posiciona en el mercado ofreciendo instrumentos financieros para gestionar el riesgo del mercado minorista y mayorista, el NYMEX comienza a negociar en 1996 los primeros contratos de electricidad con puntos de entrega estratégicos para el mercado como lo es en la frontera de California y Oregón donde existe un gran volumen de transacciones de energía en esta zona oeste y donde el mercado de California es el más avanzado con respecto a la reforma y

en Arizona, existe una particularidad en este mercado y es que el mercado de derivados existe incluso antes que el mercado de contado de muchos estados.

El estado Americano dedico previo lanzamiento al CME Group-NYMEX seis años de investigación a la viabilidad a los nuevos prototipos de contratos futuros primero dio inicio al mercado de gas y luego al de electricidad.(Reporte CME Group,2011)

En el año 1998 el NYMEX comienza a negociar nuevos contratos futuros de electricidad en las zona este del país llamando a los contratos “Cinergy” y “Energy” con las mismas condiciones contractuales a los del oeste del país.

Los contratos que permite el CME GROUP-NYMEX como todo contrato futuro, forwards o a plazo permite la entrega física al vencimiento lo que permite la convergencia de los precios del contrato con los de contado

Los contratos e realizan en una periodicidad de negociación mensual la Bolsa publica el calendario de fechas de contratación y entrega de todos los contratos, la cantidad y período de la entrega está diseñada en base a una entrega de una carga constante. (Reporte CME Group,2011)

Los precios de los contratos, cotizados en dólares y centavos por MWh tienen una fluctuación mínima y otra máxima, el límite máximo se va estableciendo de forma escalonada, llegado a cumplir el limite se fija el otro límite de forma escalonada.

El CME GROUP-NYMEX cuenta con mecanismos para facilitar las entregas físicas uno conocido es el ADPs (Alternative Delivery Procedures) Condiciones alternativas de entrega, este tipo de mecanismo hace que el comprador y el vendedor con el que la bolsa ha ejecutado el contrato u operación, la entrega en términos diferentes a los acordados en el contrato de igual forma el miembro liquidador comunica todos los acuerdos post al contrato por las partes.

Otro mecanismo conocido como el EFPs (Exchange of Futures for Physicals): Intercambio de futuros por físicos, este se conoce porque se puede intercambiar

una operación de futuros por una de contado en la Bolsa con el subyacente donde pueden variar las condiciones pactadas en el contrato de futuros. (Reporte CME Group,2011)

Los mecanismos mencionados anteriormente se utiliza solo en el mercado de electricidad, ya que en estas entregas se pueden variar perfiles de carga, se puede cambiar lugares de entrega del subyacente y las horas definidas en el contrato.

Para los otros productos se utiliza otro tipo de mecanismos como la admisión de un producto distinto al negociado con condiciones de recargo en el precio o un premio en la operación, este tipo de mecanismos son para facilitar la entrega pueden ser productos como el petróleo o sus derivados

De hecho, CME Group-NYMEX acepta la entrega de crudos diferentes, con descuentos o primas sobre los especificados por el contrato, en el caso de la electricidad las dificultades de gestionar el despacho de energía es aconsejable establecer los límites inferiores a los de otros casos como el petróleo y gas natural estos cambios son autorizados por la CFTC (Commodity Futures Trading Commission).

3.4. Australia

Antes de los 90s el sistema eléctrico de este país operaba de forma separada y aislados entre sí, quienes eran manejados por una empresa estatal quiere decir que seguía un modelo en base a monopolios de forma verticalmente integrada, estas empresas estatales manejaban de forma centralizada la generación, transmisión, distribución y comercialización, donde la producción de electricidad era de bajo coste en términos relativos a nivel internacional (debido a la abundante disponibilidad de carbón).(Millán, 2000)

En 1991 la comisión nacional industrial sugirió a los gobiernos estatales y federales la reestructuración del sector eléctrico que incluían la creación de un mercado nacional eléctrico.

La reestructuración se basaba en la desegregación vertical del mercado separando cada eslabón del mercado en cada uno de los negocios en generación, transporte y comercialización, generando una libre competencia entre generadores y comercializadores a los clientes finales, en si lo que pretendía era la privatización de las empresas públicas y la creación de un Mercado Eléctrico Nacional (NEM, National Electricity Market), este mercado funciona como un Bolsa centralizado de compraventa de energía entre estados, regulando la competencia entre generadores y comercializadores, y el transporte y la distribución. (Donald, 2008)

Para resumir las medidas que se implementaron en este país fueron básicamente la separación de la generación, comercialización, distribución y transmisión, la competencia entre generadores y comercializadores y por último el mejoramiento y las extensiones de los sistemas interconectados de los tres estados Victoria, Nueva Gales del Sur y sud Australia.

Los Estados de Victoria y Nueva Gales del Sur son los que más avanzados llevan sus procesos de reforma, y los que, desde el 4 de mayo de 1997, integran el mercado nacional de electricidad. Victoria ha sido el primer Estado en abordar la apertura a la competencia y lo ha hecho de una forma más radical.

3.4.1. Estado de Victoria-Australia

La reforma de este estado comenzó a mediados de 1989 con la separación de cada uno de los negocios de este mercado dentro de la empresa pública SECV (State Electricity Commission of Victoria) este empresa era verticalmente integrada cuya responsabilidad era la producción, el transporte y el 85% de la producción.

Posteriormente se segregaron cinco empresas de generación y otras cinco de distribución. Estas últimas fueron privatizadas, junto con dos de las generadoras.

Entre ellas están:

La empresa pública "Power Net Victoria" (PNV), cuyos derechos de uso están cedidos a la empresa "Victoria Power Exchange", Victoria Power Exchange (VPX), empresa encargada de operar el mercado mayorista de electricidad.

Se pensaba que después haber liberalizado el mercado una gran cantidad de consumidores finales podría comprar el suministro de energía ya sea a su comercializador o de confianza o en bolsa o a lo que más les conviniera. Una parte del mercado seguía regulada esto es definido por un umbral de consumo mínimo para poder estar dentro del mercado no regulado.

El VPX es el que hace el despacho y control del flujo eléctrico del estado, cada productor es remunerado de acuerdo o en base de una orden de mérito y al precio marginal de la última oferta aceptada.

Se crea un órgano regulador (ORG, Office of the Regulator-General), este órgano se crea con el objetivo de evitar el monopolio o el poder de mercado y facilitar la nueva entrada de competidores nuevos con el objetivo de llegar a un estado de competencia perfecta.(Donald, 2008)

Todo lo anterior hace que los precios bajen, que las ofertas se hagan a cada hora según sea la demanda, la entrada de nuevos participantes se ve reflejado más en la comercialización que en generación.

Por último, cabe destacar que aún que a pesar de que la estructura victoriana puede parecer suficientemente competitiva, aún se señalan restricciones al mercado debido a que las plantas en propiedad del Estado tienen mucho peso en el conjunto de la generación sobre todo en las horas punta por lo que pueden influir en los precios cuando se producen cambios rápidos en las condiciones del sistema y en los períodos de punta. En relación con esto, no se permite hacer

pública la información detallada de las condiciones ofertadas, para evitar posibles actitudes oligopólicas. Por otro lado, existen limitaciones fuertes a la concentración empresarial hasta el año 2000, de forma que un distribuidor no puede tener más de 200 MW instalados ni participar en más de un 20% en otro distribuidor o generador. A partir del 2001 estos límites desaparecen y el Órgano Regulador tendrá que evaluar si considera suficientes estas medidas.

El otro asunto que se destaca como preocupante es la gestión del riesgo derivado de la nueva estructura de mercado y de precios. Es necesario contar con herramientas y métodos de cobertura de estos riesgos así como educar y formar a los participantes del mercado para actuar en este nuevo entorno. La negociación de contratos bilaterales con precios fijos es la medida más utilizada hasta el momento en Victoria.

3.4.2. Estado de Nueva Gales del Sur – Australia

El sector eléctrico de Nueva Gales del Sur es algo mayor que el de Victoria, representa aproximadamente el 34% de la generación Australiana.

Una empresa estatal (Pacific Power) era propietaria de la generación y el transporte mientras que la distribución estaba a cargo de 25 empresas municipales. A partir de ello, se reestructuró el sector separando la generación en tres empresas distintas y éstas a su vez del transporte, segregándose una nueva empresa, TransGrid. Todas ellas continúan siendo de propiedad estatal, existe un mercado mayorista para vender la electricidad producida

El funcionamiento del mercado mayorista es muy similar al de Victoria. Toda la electricidad de centrales superiores a los 30 MW ha de venderse en la Bolsa, mediante un sistema de ofertas muy simples, en base a cantidades y precios para cada media hora. TransGrid establece el despacho central de centrales y de

producciones, pagando las ofertas aceptadas al precio marginal del sistema cada media hora. Los comercializadores que suministren a clientes regulados están obligados a acudir al Bolsa mientras que los que suministren a clientes libres y dichos clientes con capacidad de elección tienen el derecho pero no están obligados a acudir al mercado mayorista.(Millán, 2000)

Aun no se ha creado el órgano regulador esta función es asumida por el estado existen unas normas que vigilan el cumplimiento y las conductas de cada uno de los participantes que son aprobadas por la Comisión Australiana de Competencia y del Consumidor (Australian Competition and Consumer Commission) quien vigila también que todos los participantes cumplan las normas relativas a los mercados de valores, a las que están sujetos. El Tribunal Independiente de Regulación y Precios (Independent Pricing and Regulatory Tribunal) es responsable del régimen de acceso y uso de las redes de transporte y distribución.

3.4.3.El Mercado Eléctrico

En 1997 los mercados de Victoria y Nueva Gales del Sur se conectaron conformándose así el mercado conjunto nacional esto se denominó como la primera fase y su nombre fue NEM, esto operaba en base a un acuerdo que existía entre los dos estados, la operación era revisada por Victoria Power Exchange y TransGrid y este mercado nacional está regido por una empresa pública, NEMMCO (National Electricity Market Management Company

Como consecuencia a lo anterior los precios de los contratos a plazo, que antes estaban por MWh disminuyen y los precios máximos no sólo son inferiores sino que son muy próximos en los dos Estados. Es decir, la volatilidad es más similar entre los dos Estados y menor que antes de unir los dos mercados. Aun así, las restricciones marcadas por la limitada capacidad de interconexión hace que aún

haya diferencias de precios, que se eliminarán si se amplía la capacidad de interconexión o se establecen mecanismos de cobertura a plazo suficientemente líquido y transparente.

3.4.5. El mercado de futuros

Son múltiples las alusiones que desde distintos foros referidos al mercado australiano se hacen continuamente a la necesidad de disponer de mercados financieros a plazo y a futuros que sean lo suficientemente líquidos y transparentes, que reflejen las expectativas reales de evolución de los precios al contado y sirvan, por tanto, de mecanismos de cobertura de dicho mercado al contado.

En 1997 el mercado de futuros australiano Sydney Futures Exchange, empezó a negociar dos contratos de futuros de electricidad, uno sobre electricidad del mercado de Nueva Gales del Sur y otro sobre electricidad del mercado de Victoria. Los contratos son negociados mediante el sistema electrónico, denominado SYCOM, que ya de hecho utiliza esta Bolsa y permite conectar con el mercado de Nueva York, CME Group-NYMEX, y con el de Nueva Zelanda, New Zealand Futures and Options Exchange, NZFOE, que tienen respectivamente contratos de futuros de electricidad.(Donald, 2008)

La conexión entre los mercados al contado y los mercados financieros se implementaron los contratos Forwards que por ende cambiaron el comportamiento de los generadores en el mercado spot. La producción opta por ofrecer a un precio inferior en el lugar mercado al menos por el volumen cubierto por el contrato. Esto conduce, a una tendencia de llevar el precio más bajo.

Este mecanismo de tipo de mercado de derivados financieros y opciones de contratos en el NEM tuvo revelado para este país que existía muchas brechas entre

la literatura académica sobre lo que tiene que ver con las teorías de contratos y la práctica adoptada por el NEM en particular, esto es debido a varias posibles causas que no conversan con la teoría una de ellas es que para que pueda existir el buen funcionamiento de los contratos futuros debe implementarse en un mercado de libre competencia y el NEM tiene en gran porcentaje de su generación es estatal lo que complica la libre entrada y salida de participantes, otro ítem que puede ser unos de los causantes de la no aplicabilidad de este tipo de mecanismos es que la electricidad no es un producto líquido ni almacenable, por eso Edward J. Anderson en su artículo Forward contracts in electricity markets: The Australian experience recomienda incluir estrategias de prima de riesgos para poder implementar los contratos futuros y privatizar gran parte de la generación.(Donald, 2008)

3.5. Alemania EEX

En Alemania el mercado eléctrico se diferenciaba a los demás en que no se tiene un operador del sistema, cada propietario de la red es responsable de las redes y se opera de forma descentralizada, quiere decir que la planificación y la operación es responsabilidad de los propietarios, a mediados de 1948 se fundó la asociación de transportistas en Alemania con el objetivo de dar seguridad al sistema, dicha fundación fue creada con el nombre de DVG Deutsche Verbundgesellschaft, pero a finales del 2001 esta fundación cesa sus actividades creándose así Verband der Netzbetreiber.

El ministerio de economía es la máxima autoridad en el contexto energético las autoridades municipales y federales son las responsables de resolver los conflictos que se presenten en el acceso a la red y con los cumplimientos a las normatividades que se exigen en la participación de este mercado, así mismo el

control de la bolsa de responsabilidad de los estados.(Reporte oficial de EEX,2008)

En el año 2000 se fusionaron EEX con LPX, quedando un mercado físico de negociación, con productos y agentes de mercado denominados Trading, y por ultimo un mercado financiero.

Mercado Financiero

La desregulación del mercado eléctrico que fue aproximadamente en el año 2000 y cuya producción fue aproximadamente de 491.5TWh dio lugar al mayor mercado energético europeo con mayores oportunidades de negocio pero también con mayores riesgos.

Se crea el mercado de derivados de energía EEXDM operado por el European Energy Exchange EEX AG quien es el que proporciona los mecanismos, equipos, gentes y los fondos financieros para que cada agente pueda gestionar los riesgos, en este mercado de derivados la cámara de riesgos o la cámara de contraparte es el EEX AG, este es quién responde ante compradores y vendedores asumiendo los riesgos financieros y físicos que se generan en el mercado.

En dicho mercado se opera de tal forma que las operaciones son anónimas, quiere decir que ni vendedores ni compradores conocen sus contrapartes de negociación, lo único que se conoce de la negociación son los precios de oferta que se negocian entre las partes.

Para garantizar la liquidez del mercado se estandarizo los tipos de contratos futuros y las órdenes de compra y venta, mediante el sistema electrónico el EUREX quien es el medio de entrar fácilmente al mercado y poder transar las negociaciones tanto las contrataciones como las liquidaciones. Existen además los

agentes de comercio (Market makers) quienes son los que facilitan un flujo continuo de ofertas de compra y venta de energía. (Reporte oficial de EEX,2008)

De esta forma este mercado garantiza la transparencia permitiendo la igualdad de oportunidades para todos los agentes y la posibilidad de mercado de reaccionar ante desequilibrios de oferta y demanda.

Los futuros negociados son contratos estandarizados sobre la energía que va ser consumida o producida en el futuro a un precio acordado en el momento se acuerda el contrato, el mecanismo de negociación se basa simplemente en que el número de contratos se negocian entre compradores y vendedores a través del sistema EEX, como se mencionó anteriormente los agentes son de forma anónima y transparente para todos los participantes, en el tiempo de espera a ser ejecutado el termino del contrato se pueden hacer modificaciones de precios y cantidades, esto es solo por un tiempo límite en este momento el EEX crea automáticamente un contrato, en ningún momento se da a conocer la identidad de los participantes, solo actúa la cámara de compensación EEX AG.

En el cierre de la negociación los futuros se pagan al precio actual de forma de que cualquier beneficio o perdidas de derivados de aumento o disminución de precios son saldados a este mecanismo se le conoce como mark to market process, y la diferencia entre el precio strike o de ejercicio con el diario se le conoce como margen de variación.

El EEX AG en el momento de que algún agente sea insolvente cierra inmediatamente sus posiciones ocasionando las perdidas por cierre, por eso EEX AG exige alguna fianza en el momento de abrir alguna posición, a esta fianza se le conoce como "Margen Adicional", y se calcula a través de cálculos estadísticos.

El precio en el mercado energético de este país es muy volátil pero con la introducción del mercado de derivados esta volatilidad disminuye un poco y cuando se acerca el periodo de entrega de los contratos futuros el precio futuro

converge al precio del mercado spot, los futuros mensuales presentan un volumen de negociación mayor cuanto más cercano este el periodo de entrega, de forma que la energía negociada en periodos lejanos al de entrega es prácticamente nula tanto en carga base como en pico, los futuros trimestrales presentan un nivel bajo de negociación, en cuanto a los futuros anuales se negocian en gran cantidad. (Reporte oficial de EEX, 2008)

En los primeros pasos a este mercado se identificaron algunos problemas de diseño de mercado ya que el principio o política energética de este país está basada en "subsidiariedad" y "reciprocidad" ocasionando que se perdiera la autonomía de los agentes del mercado y perdiendo así la competitividad del mercado. (Vargas, 2008)

3. Colombia

Antes de los 90 el mercado eléctrico Colombiano estaba básicamente conformado por empresas estatales quiere decir que este mercado estaba en manos del estado por medio de 30 empresas estatales de orden nacional, regional, departamental y municipal, ellas estaban integradas verticalmente desde las productoras hasta las comercializadoras, la creación de las políticas sectoriales eran definidas por algunas empresas entre ellas las más importantes del país con una particularidad y era que ellas eran accionistas de interconexión eléctrica S.A (ISA).(creg 077, 2008)

A partir de 1991 se crea la nueva constitución política de Colombia se concede un nuevo modelo de desarrollo económico y abre el sector de los servicios públicos domiciliarios a la inversión privada estableciéndose como principios básicos la libre entrada en introducción de competencias hasta donde fuera posible.

Luego de las reglamentaciones parciales con respecto al ingreso de inversiones privadas en el negocio de la generación eléctrica en el año 1992 y se define la separación de poderes y funciones públicas en materia de regulación, control y vigilancia sale en 1994 el nuevo marco legal aprobado por el congreso de la Republica mediante las leyes 142 de 1994 y la ley 143 de 1994 que tratan sobre Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica respectivamente.(Vizcaino,2008)

La ley 142 define la políticas, derechos y deberes que rigen para la prestación de servicios públicos, dentro del se rigen unas funciones primordiales del estado como la Regulacion, Vigilancia y Control, para ello se crearon organismos, un organismo regulador que es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y un organismo de Control la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

La ley 143 afirma la participación privada en el mercado eléctrico creando así un mercado mayorista donde además se definen los procedimientos y mecanismos para el control.

Debido a lo anterior se le suma la segmentación vertical del mercado en 4 eslabones (generación, transmisión, distribución y comercialización), cada uno de ellos regidos por una Regulacion específica, donde la generación y la comercialización se definen como actividades competitivas, quiere decir que se permite la entrada de nuevos participantes a estas actividades promoviendo la libre competencia buscando así maximizar la eficiencia en estas actividades, mientras que las actividades de transmisión y distribución quedaron definidas como monopolios sujetos a regulación. Se estableció como regla general la introducción de competencia donde fuera posible y la regulación de las actividades monopolísticas.

Todo lo anterior se hizo con el objetivo de avanzar hacia una organización sectorial más práctica y útil, adoptando los cambios institucionales y regulatorios que sean necesarios a tal fin. (creg 077, 2008)

Como conclusión del párrafo anterior se puede decir que a partir del año 1994 la organización del mercado eléctrico colombiano se modificó sustancialmente, pasando desde un esquema de provisión pública a otro donde predomina la inversión privada, distinguiendo entre segmentos potencialmente competitivos (generación y comercialización) y monopólicos (transporte y distribución), y creándose instituciones regulatorias que tomarían cuenta de estos últimos.

Es notorio que existe un elevado grado de integración vertical entre segmentos naturalmente monopólicos y potencialmente competitivos, una de las razones centrales para calificar la reforma del sector eléctrico colombiano como inconclusa. Los resultados muestran (preliminarmente) que la integración vertical puede potenciar los favoritismos y desincentivar los comportamientos más competitivos. Concretamente, la elevada participación del Estado en los distintos segmentos del mercado, controlando además el transporte casi totalmente, y la altísima concentración vertical entre generadores y distribuidores en el caso de empresas privadas y las Empresas Públicas de Medellín, implican un riesgo cierto de trato desigual hacia inversores privados, provocando un fuerte desincentivo para el aporte de mayores recursos y eficiencias al sector. (Castro, 2005)

El estado se mantuvo en niveles elevados en los distintos segmentos del mercado, y que sigue actuando como proveedor de primera instancia, siendo el principal promotor, financista y constructor de las nuevas instalaciones en generación, por ende el impacto sobre las contabilidades del estado por el tema de inversiones en infraestructura, flujos de caja y todos los movimientos financieros que genera este mercado no es tan alto, Es así como durante los últimos años, los préstamos netos de la Nación al sector se han destinado fundamentalmente al pago de tres rubros principales: i) los PPAs (acuerdos de energía garantizados), ii) los

compromisos para la financiación de proyectos hidroeléctricos, y iii) las deudas de las electrificadoras (en algunos casos con el mercado mayorista). (Vizcaíno, 2005)

De esta forma, puede afirmarse que en materia de beneficios fiscales la reforma se encuentra “a mitad de camino” por lo que el riesgo de un fracaso fiscal sigue siendo alto. Este riesgo se acentúa en la medida en que el Estado siga ejerciendo un rol empresario activo, desempeñándose como proveedor de “primera instancia”, financiando u otorgando garantías a proyectos de generación o expansión de las redes en el sector.

En Colombia hay distintos organismos públicos a cargo del diseño de la política energética, la regulación y el control de las empresas eléctricas. El Ministerio de Minas y Energía (MME) establece las políticas energéticas nacionales UPME ejerce las funciones de elaboración y actualización del Plan Energético Nacional y del Plan de Expansión del Sector Eléctrico. En materia de regulación, el organismo regulador creado a partir de la reforma de 1994 es La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), cuyas atribuciones centrales son adoptar resoluciones tendientes a la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia, definir los reglamentos para la planificación y la operación del sistema, y definir y fijar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados.

La presidencia de la república es responsable de velar por la calidad y eficiencia en la prestación de los servicios públicos y lo hace por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos y Domiciliarios (SSPD), además vigila la competencia del mercado y el cumplimiento de los estándares del servicio.

La reforma eléctrica del 95 solo significo y ha significado un avance no total hacia la eficiencia del mercado eléctrico, ya que hay que mejorar en temas como institucionales una división clara entre los roles de planificación, regulación y control, y una menor volatilidad en los precios de los energéticos con el objetivo de minimizar los riesgos financieros de los inversionistas en el mercado y promover la competencia.

Mercado de Derivados Financieros de Energía (DERIVEX)

En la actualidad en el mercado eléctrico colombiano la compra y venta en el spot se hace a través de un mecanismo de subasta, un mercado de energía firme y un mercado de contratos bilaterales, este último ha tenido muchos problemas ya que existen una gran cantidad de modelos de contratos lo que dificulta la buena operación del mecanismo para ello se pensó en implementar un mercado de derivados financieros lo cual empezó a funcionar en el 2008 por ende la situación actual permitía el desarrollo de un mercado derivados de energía, ya que la ley 964 de 2005 y el decreto 2893 de 2007 permitía el consentimiento de los intercambios de derivados financieros y la creación de cámaras de compensación, respectivamente.

Para ello el administrador del mercado (XM) y el mercado de valores (BVC) se unieron para crear la cámara de compensación por primera vez en Colombia y para implementar un mercado de derivados de energía eléctrica como activo subyacente y se crea un Nuevo Mercado de Derivados Estandarizados de Energía.

Tomando como soporte lo anterior pues se toma la decisión de crear el mercado de derivados financieros de energía que sería para obtener una mayor eficiencia en la operación del mercado también XM y la BVC están apoyados por la ley de mercado de valores la 964 de 2005 y con el decreto 1120 de 2008 que reglamentan la compensación y liquidación de estas operaciones en particular la gestión de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC).(Derivex, 2010)

La BVC en años anteriores promovió este mercado y deja una estructura de mercado que será aprovechada para el establecimiento del nuevo mercado. En

ese sentido, la BVC tiene un mercado actualmente probado y funcionando, con acceso a miembros encargados de la negociación, una plataforma tecnológica de punta y conectividad a la primera CRCC en Colombia, creada también como iniciativa del proyecto de derivados financieros, que realiza la liquidación y compensación de todas las operaciones garantizando su feliz término mediante la eliminación del riesgo de contraparte.

Con la “Creación de un nuevo mercado de derivados estandarizados energéticos”, se hace el estudio y se compara el funcionamiento de nuestro mercado propuesto y se compara con el de otros países, para garantizar el buen funcionamiento de dicho mercado.

La administración del mercado lo hacen el BVC y XM, las sociedades que administren estas sociedades podrán transar derivados estandarizados estas transacciones están reguladas por el gobierno.

El modelo operativo del DERIVEX básicamente está conformado por una cámara de riesgo de contraparte, miembros liquidadores y los clientes, donde la CRCC compensa y liquida a nivel de cliente final y la administración de riesgo se monitorea a nivel de cada cuenta y se gestiona a nivel de miembro liquidador.(Derivex, 2010)

La CRR es la contraparte de todas las transacciones por ende todos los participantes del sistema de negociación deberán contar con el respaldo de un miembro liquidador, Xm se encargará de publicar el precio base de referencia del subyacente y la BVC suministrará la plataforma tecnológica X-Stream

El Derivex se crea como objeto social “La sociedad tendrá por Objeto principal, la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados que cuenten con la calidad de valor en los términos de los parágrafos 3 y 4 del artículo 2 de la ley 964 de 2005, cuyos activos subyacentes

sean energía eléctrica, gas combustible y/u otros commodities energéticos y de registro de operaciones sobre dichos instrumentos”.¹

En la figura 1 se expone en un esquema el modelo operativo del Derivex y como se puede observar que los clientes hacen la negociación a través de los miembros liquidadores, estos últimos son los que tienen el contacto directo con el Derivex donde allí es donde se determina los precios, las reglas del mercado etc, la cámara de riesgo gestiona las garantías, los riesgos hace las compensaciones y las liquidaciones y la BVC suministra la plataforma y XM suministra la información del precio de referencia diario.



Figura 1. Modelo operativo del Derivex

Fuente: Informe del Mercado de DERIVEX. (2011). En www.derivex.com.co

¹Objeto social de la compañía se obtiene de la página web

Dentro del mercado de futuros los compradores se pueden clasificar como coberturistas, arbitrajistas y especuladores, y los participantes se pueden clasificar en directos e indirectos, los primeros son aquellos miembros con la capacidad financiera para participar en el Derivex directamente en las negociaciones, los indirectos son aquellos que negocian a través de terceros que estén autorizados por el Derivex

En el Derivex los participantes se pueden clasificar en Coberturistas, Inversionistas y los de intermediación.

En síntesis este nuevo mercado fortalecerá el sector eléctrico del país ya que este nuevo mercado facilita mayor liquidez en el mercado y además permitirá a los agentes del mercado ofrecer otros tipos de negociaciones y realizar las modificaciones a las contratos que hoy en día se maneja en los OTC, lo más importante para el país es la relación el sector energético y el sector financiero generando un avance para los dos sectores y promoviendo así el crecimiento al mercado liberalizado eléctrico Colombiano.

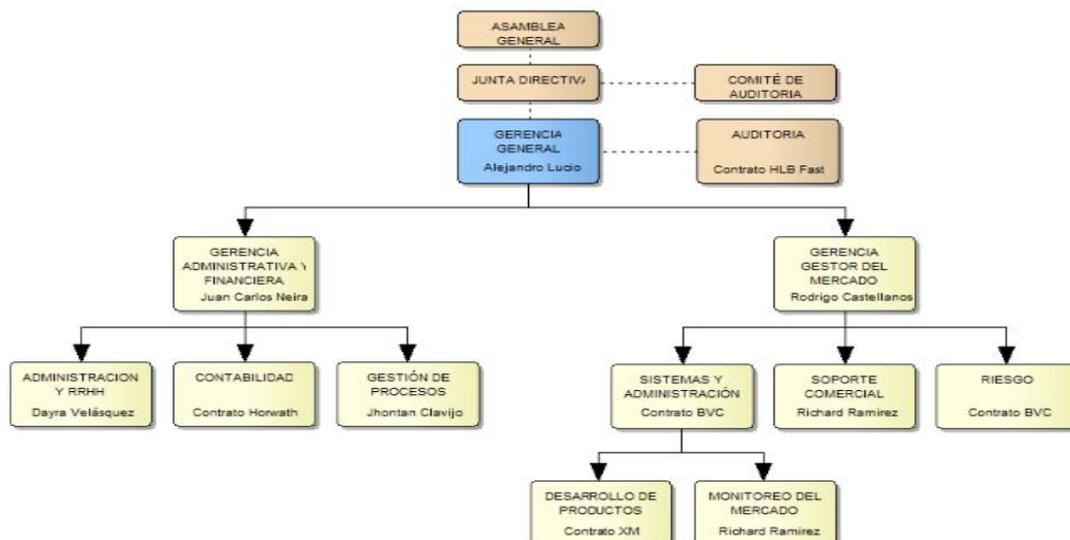


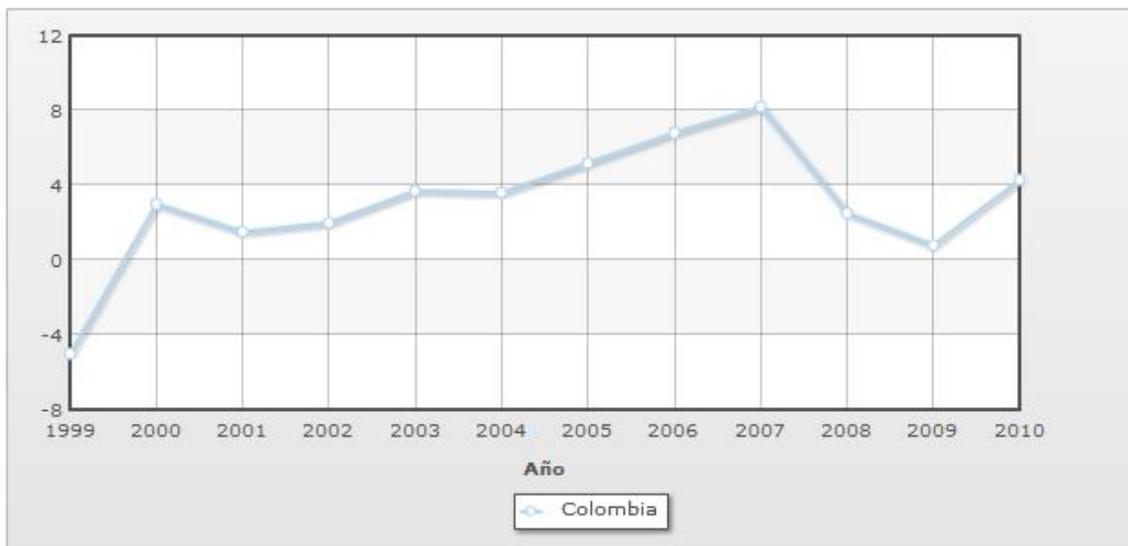
Figura 2. Organigrama del Derivex

Fuente: Informe del Mercado de DERIVEX.(2012). En www.derivex.com.co

Donde las funciones básicas de cada integrante están dadas según sus responsabilidades y roles de cada perfil, el gerente general debe gestionar los indicadores de gestión tanto de rentabilidad como los organizacionales, donde la gerencia administrativa y financiera debe velar y controlar el buen funcionamiento de los procesos administrativos y la buena productividad organizacional, la gerencia de gestor de mercado debe velar por el buen desarrollo del mercado que sea estable y ordenada, hacer seguimiento al comportamiento del mercado.

4. Problemáticas del Derivex posibles soluciones basadas en las experiencias internacionales.

A pesar que la economía a nivel mundial atravesó por una crisis económica muy fuerte generada en los estados Unidos de América, Colombia se sostuvo estable en su economía monetaria ya que no hay exposición a riesgos macroeconómicos internacionales, sin embargo su PIB se vio afectado en el 2008 - 2009 donde se ve reflejado en la gráfica 3.



Waiting

Country	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Colombia	-5	3	1,5	2	3,7	3,6	5,2	6,8	8,2	2,5	0,8	4,3

Figura 3. PIB de colombia

- Fuente: Informe del Dane. (2012). En <http://www.dane.gov.co>

Si hacemos un análisis por actividad o rama en el país se podrá entender de forma adecuada de cuáles son los sectores de mayor exposición a estos eventos internacionales.

**Comportamiento del PIB por Ramas de Actividad Económica
2008 - 2009**

Variación porcentual anual - Series desestacionalizadas		
Ramas de actividad	2008	2009
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	2,6	1,0
Explotación de minas y canteras	7,3	11,3
Industria manufacturera	-1,8	-6,3
Electricidad, gas de ciudad y agua	1,2	1,2
Construcción	-0,3	12,8
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	1,7	-2,9
Transporte, almacenamiento y comunicación	4,0	-1,2
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	5,6	3,1
Servicios sociales, comunales y personales	2,1	1,3
Subtotal valor agregado	2,4	0,8
Impuestos menos subvenciones sobre la producción e importaciones	3,2	-4,4
PRODUCTO INTERNO BRUTO	2,4	0,4

Fuente: DANE - Dirección de Síntesis y Cuentas Nacionales

Figura 4. Comportamientos del PIB por ramas de actividades económicas en Colombia

Fuente: Informe del Dane. (2012). En <http://www.dane.gov.co>

Como lo es notorio en la figura 4 se observa que el sector de mayor exposición es la industria manufacturera, se observa además que la industria de electricidad no se afecta ante estos tipos de riesgos sistemáticos entrando en detalle del derivex tiene muy baja exposición a este tipo de riesgos ya que la industria o los sectores en los cuales estaría interviniendo como lo son el sector financiero y el sector de electricidad y gas.

El mercado accionario de Colombia tiene bajos niveles de exposición a los riesgos sistemáticos internacionales como se puede observar con el comportamiento del IGBC que es relativo a las acciones de Latinoamérica cuando el mercado en Latinoamérica está en baja el de Colombia también disminuye pero en menores proporciones lo mismo pasa si el mercado monetario de Latinoamérica también aumenta el colombiano pero lo hace en menores proporciones, lo anterior significa la baja exposición a los niveles de riesgo. Lo

anterior le permitirá al mercado de derivados financieros de energía administrado por Derivex una mejor formación de precios donde se garantizaría la estabilidad financiera del mercado.

Existen mercados eléctricos ya organizados y que han completado su proceso de liberalización, otros que están apenas dando sus primeros pasos ya sea en la parte regulatoria o en la implementación del modelo que se quiere seguir, para que exista un modelo organizado tiene que existir un mercado spot, cuando un mercado eléctrico ha desarrollado un proceso de desintegración vertical y horizontal de cada una de sus actividades y que ha buscado seguir un mercado de competencia perfecta está preparado para afrontar el paso siguiente a la evolución del mercado, un mercado de derivados financieros de energía.

Entre los riesgos que se encuentran latentes son el riesgo macroeconómico, el riesgo de precio y de cantidad, riesgo regulatorio entre otros, la teoría financiera ha desarrollado estudios de investigación para encontrar la manera de abordar este problema, sin embargo, los derivados de la electricidad son cada vez más estudiados y utilizados en todo el mundo para gestionar los riesgos financieros y la adecuación de los recursos de los mercados de energía.

Según Oum, Oren y Deng (2006) presentan un útil enfoque para administrar la cantidad y el riesgo de precios apoyados en la correlación positiva de precio y cantidad, a través de instrumentos derivados

Esto, incentiva la competencia en el mercado, por otra parte, los costos de transacción pueden disminuir, todas las transacciones se llevan a cabo sobre una plataforma de mercado organizado con estándares de contratos o con mercado over-the-counter.

Un aspecto importante de un mercado de derivados es que cada transacción en el mercado se lleva a cabo a través de una cámara de compensación, cuyo

propósito principal es dar, a cada parte, las garantías financieras necesarias para reducir su riesgo de crédito.

4.1. Comparativo de mercados

Para hacer los análisis comparativos de cada uno de los mercados es necesario plantear los puntos de vista que serán analizados para hacer la respectiva comparación, entre ellos tenemos:

- ü Estructuras de los mercados eléctricos
- ü Regulatorio
- ü Económico
- ü Operación del mercado de derivados energéticos
- ü Estructura de los mercados eléctricos

Como es mencionado en el comienzo de este documento todas las estructuras de los mercados eléctricos a nivel de todos los países del mundo han sufrido reformas sectoriales con el objetivo de maximizar la eficiencia de estos mercados, todas las reformas de estos mercados han buscado introducir la teoría de mercados disputables para el desarrollo de este tipo de mercados energéticos, estos mercados han ido evolucionando hasta hoy en día llamasen los mercados liberalizados energéticos.

Esta teoría de mercados disputables surgió en los Estados Unidos de América lo que se pretendía con este modelo era la generalización de la competencia perfecta en los mercados que existiese las economías de escala y se pudieran presentar estructuras monopólicas, pudiendo así obtener la eficiencia económica donde se permita minimizar los costos de operación para atender la demanda, en si lo que pretende la teoría es permitir la libre entrada y salidas de competidores.

Cuando existe la presencia de costos hundidos altos es difícil la aplicación de esta teoría, se entiende como costos hundidos todos aquellos que representan una alta inversión y que se recuperan en largo tiempo como lo son las redes de transmisión y distribución de un sistema eléctrico, sin embargo no quiere decir que no se pueda desarrollar el marco teórico de los mercados disputables.

En función a la búsqueda de la aplicación a esta teoría los mercados eléctricos han pasado en unos países a ser centralizados a ser descentralizados, de ser regulados a ser desregulados y hasta llegar al modelo 4 de Hunt y Shuttleworth competencia minorista, donde en este modelo los consumidores tienen acceso a los generadores en forma directa o a través de los comercializadores minoristas.

Por eso la segmentación vertical y horizontal de cada uno de los eslabones del mercado es importante que ocurra en los mercados eléctricos y poder llegar a incurrir en el desarrollo de los mercados liberalizados eléctricos.

Tabla 3 Comparativo sobre estructuras de mercados

		Segmentación Horizontal	Integración Horizontal	Segmentación Horizontal	Integración Horizontal	Segmentación Horizontal	Integración Horizontal	Segmentación Horizontal	Integración Horizontal
PROPIEDAD PRIVADA	Segmentación Vertical							Inglaterra, Gales, Noruega, Suecia, Finlandia, Estados Unidos	Dinamarca
	Integración Vertical								
PROPIEDAD MIXTA	Segmentación Vertical							Colombia	Australia
	Integración Vertical								
PROPIEDAD ESTATAL	Segmentación Vertical								
	Integración Vertical								
		Control Central		Integral Regulada		Comprador Unico		Mercado Abierto	

Nota. Fuente: (Elaboración Propia)

La tabla 3 nos indica que la mayoría de mercados que tomamos como referencias en sus estructuras a través de su evolución de mercado han pasado de un punto

que era manejado como control central con integración vertical y horizontal con propiedad estatal a un mercado abierto con segmentación vertical y horizontal de propiedad privada excepto Australia y Colombia, ya que Australia tiene todavía gran participación del estado en el servicio de generación por ende la propiedad es mixta aunque existe una segmentación vertical y no se ha podido llegar a una segmentación horizontal, mientras que Colombia el estado tiene una gran proporción en generación y comercialización por ende no ha llegado a estar dentro de la propiedad privada de forma con segmentación horizontal.

En la tabla 4 se observa las comparaciones entre los mercados desde el punto de vista operativo, tipos de contratos, tipos de productos y el tipo de mercado ya sea un OTC o un mercado organizado, todos los mercados analizados en este documento son mercados que tienen por opción mercados financieros u opciones exóticas para el desarrollo del mercado energético.

Dentro la clasificación de tipo de mercados los mercados australiano y el de Inglaterra son mercados que manejan las opciones financieras para la venta y compra de los derivados de energía en mercados OTC, mientras el Nord Pool, CME Group-NYMEX, Aleman y el de Colombia son mercados que se manejan bajo el marco estructural de un mercado organizado quiere decir que tienen una cámara de compensación quien hace el papel de liquidar cada uno de los contratos y además es el que soporta todo el tema de riesgos, el mercado colombiano y el CME Group-NYMEX tienen similitud en su forma de operar tanto en los tipos de contratos hasta los productos subyacentes que manejan cada uno de ellos.

Tabla 4. Comparativo sobre la operación de los mercados financieros de energía mercados

MERCADO						
	NETA	Nord Pool	CME GROUP-NYMEX	NEM-SFE	EEX - EEXDM	MERCADO MAYORISTA -MERCADO DE DERIVADOS DE ENERGIA
PAIS	Inglaterra y Gales	Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca	Estados Unidos	Australia	Alemania	Colombia
EXISTE MERCADO FINANCIERO DE ENERGIA	SI	SI	SI	SI	SI	SI
ADMINISTRADOR DEL MERCADO	Balancing and Settlement Code Company (BSCCo)	Nord Pool ASA	CME GROUP-NYMEX	Sydney Futures Exchange	European Energy Exchange EEX AG, Comisión Europea Commodity Clearing AG (ECC).	DERIVEX
TIPO DE MERCADO	OTC	Organizado	Organizado	OTC	Organizado	Organizado
TIPO DE CONTRTATOS	A PLAZO, POR DIFERENCIA	Forwards	Forwards, Futuros y Opciones	Forwards, a plazo	Futuros	Forwards, Futuros y Opciones
PRODUCTOS	Electricidad	Emisión de carbonos, gas natural, electricidad	Gas natural, crudo oil, derivados del petróleo, electricidad, emisiones, aluminio, plata y oro.		Carbón, electricidad, emisiones, carbón, gas natural.	Certificados emisiones CO2 ,Biodiesel, Electricidad Bioetanal ,Gas

Nota. Fuente: Elaboración Propia

Dentro de la implementación o introducción de opciones financieras en los mercados eléctricos antes analizados existieron problemas unos de formas estructurales, otros de forma operativa, y otros de forma sustancial al mismo mercado.

Uno de los problemas que existió fue que la introducción de los mercados de opciones financieras y de derivados financieros inicialmente no respondieron a las necesidades de liquidez y riesgo, esto ya que la forma estructural como se planteaba el mercado no era el indicado, para ello se implementaron unas cámaras de riesgo y compensación como lo fueron en los mercados del CME GROUP-NYMEX, Nord Pool y el mercado alemán.

En el mercado Nórdico se presentó algunos problemas de escases en los contratos futuros ya que el cambio climático era muy variable y este mercado era netamente Hídrico por la gran cantidad de suministro energético que aportaba Noruega, ya que las predicciones no eran las más cercanas con alta desviaciones comparándolas con el comportamiento real, a este mercado también se le suma que los agentes estaban planificando las decisiones de mercado, no existía una políticas energéticas y unas normatividades bien definidas para evitar que este mercado se saliera de control y diera la oportunidad de poder de mercado.

En el mercado Ingles se presentó que los costes de almacenamiento no estaban bien definidos por la Regulacion de este mercado ya que existen varias fuentes de producción de energía y para los contratos futuros no se concebía bien este parámetro dentro la negociación lo que ocasionó variabilidad de los precios futuros según era la fuente de producción, esto conllevó que cada uno de los agentes no administrara los riesgos de manera correcta, como lo son los riesgos de Precio, Riesgo de cantidad, Riesgo de precio de combustible, Riesgo de disponibilidad, Riesgo de modelos de contratación y Riesgo de mercado.

El mercado Australiano fue particular, ya que la introducción de los mercados derivados financieros de energía en este país fue algo caótico por varias razones pero la más importante de ellas fue el tema estructural de mercado eléctrico de este país.

Como se mencionó anteriormente este mercado no ha terminado la liberalización de este mercado ya que gran parte de la generación de este país es estatal aunque el mercado se ha segmentado verticalmente en cada uno de los negocios que compone el mercado, no es suficiente cumplir con la teoría de la competencia perfecta del mercado y la introducción de la teoría de disputabilidad de mercados, por tal motivo teóricamente el mercado NEM revelan brechas significativas entre la literatura académica de la práctica adoptada por el mercado sobre los mercados financieros.

Lo que genera el monopolio en la estructura es arbitraje de precios de los productos, lo que se pudo concluir en los inicios de la implementación de estas opciones financieras, la forma como se quiso implementar estas opciones se asimilaba a los mercados de futuros líquidos, productos almacenables y sin presencias de monopolios y se esperaba que el resultado de la implementación en el mercado de electricidad fuera similar, pero por lo anterior mencionado la electricidad es un commodities no líquido ni almacenable y lo que más impacta en el mercado financiero es la presencia de monopolios, para minimizar lo anterior se ve la necesidad de implementar como estrategia una prima de riesgos o una cámara de compensación.

4.2. Posibles problemáticas en lo Propuesto por el Derivex

En el mercado eléctrico de Colombia como en la mayoría de los demás mercados energéticos del mundo y los explicados en este documento la introducción de los

mercados derivados de energía y la introducción de herramientas financieras para gestionar estos mercados han sido desarrollados para gestionar el riesgo.

En Colombia se cuenta con la experiencia del mercado de valores donde existe una cámara de riesgo y de compensación pero hay que tener en cuenta que la energía es un producto no almacenable, no diferenciable y que depende en este caso del clima.

Dentro de los instrumentos financieros a utilizar en lo propuesto por el Derivex están los contratos futuros, Forwards y opciones, pero la utilización de estos instrumentos financieros conllevan a algunos riesgos del mercado.

El Derivex ha estructurado unas estrategias para mitigar el riesgo bajo la conceptualización de operación más no de mercado, ya que los riesgos al cual el Derivex ha definido estrategias es netamente operativo, se refiere al riesgo legal, Riesgo de liquidación bancaria, Riesgo operativo, Riesgo de contraparte.

Como se menciona anteriormente en este documento se observaron algunas problemáticas como la dependencia hídrica, los costos de almacenamiento, las decisiones de políticas de mercado y gobierno entre otras que se pueden enmarcar en los diferentes mercados del mundo y que pueden evidenciarse en la estructura de mercado que propone el Derivex.

El Riesgo de cantidad en el mercado energético Colombiano y el nuevo mercado planteado por el Derivex se refiere al Riesgo que cada generador se ve enfrentado por no tener la certeza en la cantidad de energía que generara, esto se debe a las fluctuaciones e incertidumbres en los cambios climáticos, ya que nuestro mercado es gran porcentaje hídrico.

Otra de las problemáticas a la que puede estar sometida esta nueva estructura es al Riesgo de Precio de combustible y se refiere netamente a los generadores de fuente térmica ya que un alza en los costos de los combustibles aumenta los costos variables de los generadores, y si se define un contrato futuro sin tener en cuenta

las variabilidades de los costos de estos combustibles puede tener grandes riesgos para el comportamiento del mercado.

4.3. Posibles soluciones a las posibles problemáticas

- ü La regulación colombiana tendrá que disminuir el porcentaje de participación a este mercado e incentivar la inversión privada a este negocio, promocionando así la teoría de disputabilidad de mercado.
- ü La cámara de compensación y riesgo deberá manejar políticas donde se establezcan los niveles posibles máximos de contratación de cada participante productor, solo para garantizar la disponibilidad entre las partes.
- ü Implementar políticas donde la prima de riesgo dependa del producto básico específico bajo análisis y en particular, el nivel de inventario disponible.
- ü Incentivar que los participantes del mercado están dispuestos a pagar una cantidad superior o inferior a sus expectativas de precios spot futuro a fin de asegurar la entrega a corto y largo plazo debido a la alta volatilidad de los precios spot de la electricidad.
- ü Para Administrar los riesgos de mercado puestos en común en las problemáticas descritas en este documento el Derivex y debe preparar a cada uno de los agentes de este mercado en las teorías de portafolios y de cobertura para que el mercado pueda responder a esta nueva estructura. Otra forma de mitigar estos tipos de riesgos el Derivex deberá implementar en las estructuras de contratos indexados al IPC, Dolarizados, Dolarizados e indexados a los precios de combustibles referencias internacionales.

5. Limitaciones y Ventajas de los cinco mercados internacionales analizados

Tabla 5. Comparativo las limitaciones y ventajas de los cinco mercados internacionales analizados.

MERCADO	LIMITACIONES	VENTAJAS
INGLATERRA Y GALES	Los contratos por diferencia se da en un mercado no organizado, da la posibilidad de incumplimiento de reglas.	Se tiene que los contratos a plazo y los contratos por diferencia permiten el aseguramiento a la cobertura del precio.
	Presencia de poder en el negocio de generación.	Últimos años predomina la contratación futura hace que exista una mejor gestión del riesgo.
	Poca liquidez del mercado.	Los precios a plazo son más fáciles de analizar que los contratos de futuros dados que no suponen liquidaciones diarias solo un único pago al vencimiento.
		La presencia de participación en este mercado de las energías limpias y renovables.
PAISES NORDICOS	En los contratos de futuros de electricidad solo se negocia precio y números de contratos mas no cantidad.	La s negociaciones se hacen a través de vía telefónica por una cámara de contraparte, los resultados con los mejores precios de compra y venta se hacía pública.
	El mercado energético de este país los agentes toman en una cantidad significativa las decisiones de planificación y garantía de suministro.	El ajuste del mercado es que el contrato de futuros es líquido a diario de a su finalización.

	Falta de políticas energéticas claras para el tema del riesgo a la alta dependencia hídrica.	El manejo de los contratos de futuros y opciones aportan al mercado mayor apalancamiento aumentando los beneficios en los movimientos especulativos determinados
ESTADOS UNIDOS	acepta la entrega de crudos diferentes, con descuentos o primas sobre los especificados por el contrato	Mercado es un mercado maduro bajo la modalidad de mercado organizado.
		Existe cámara de riesgo de contraparte
		Los contratos que permite el CME GROUP-NYMEX como todo contrato futuro, forwards o a plazo permite la entrega física al vencimiento lo que permite la convergencia de los precios del contrato con los de contado
		Posee sistema electrónico de negociación
		La mayoría de los contratos los límites en movimiento diario de precio tanto el inferior como el superior son especificados por el mercado con el fin de prevenir grandes movimientos originados por exceso especulativo.
AUSTRALIA	Existe la presencia de poder en el negocio de generación.	Posee sistema electrónico
	No se tiene estrategias de prima de riesgos para el mercado	Para los casos de las opciones de compra sobre futuros se tienen unas garantías adicionales en caso tal que el inversor decida mantener la posición en el contrato de futuro.

	El principio o política energética de este país está basada en "subsidiariedad" y "reciprocidad" ocasionando que se pierda la autonomía de los agentes del mercado	Se tiene que la mayoría de las opciones sobre contratos futuros son americanas
ALEMANIA	Existe alta volatilidad en el precio de las acciones genera una medida de incertidumbre sobre los movimientos futuros del precio de las acciones del futuro	Opera con cámara de riesgo de contraparte
		Posee sistema electrónico de negociación
		Los futuros negociados son contratos estandarizados

Nota. Fuente: Elaboración Propia

6. Conclusión

Como conclusión de este documento la estructura que plantea el Derivex está alineado con la evolución y comportamiento del mercado eléctrico ya que el mercado eléctrico Colombiano tiene las bases para afrontar el nuevo mercado de derivados financieros de energía, en lo personal hay que tomar medidas en lo que hace referencia como posibles problemas potenciales que podría conllevar este nuevo mercado que se analizan en este documento.

Sin embargo la implementación de un mercado de derivados financieros de energía tiene por objetivo incentivar la competencia en el sector, pero independiente al esquema que sea adoptado trae consigo una serie de riesgos que son asumidos por cada uno de los agentes o participantes del mercado, uno de estos riesgos es el riesgo de mercado lo cual no puede ser asumido por portafolios.

Los agentes del mercado deberán prepararse y en cómo identificar las fuentes de riesgo mediante las herramientas de simulación, herramientas de cobertura que limitan al riesgo de mercado.

No obstante la eficacia mostrada por los instrumentos financieros para mitigar los riesgos de volatilidades en precio y en cantidad puede ser riesgoso el que los generadores puedan perder los incentivos para vender el producto en el mercado spot y venderlo a través de los instrumentos financieros, el gobierno tendrá que optar por velar el cumplimiento de las normatividades

7. Anexo 1

7.1.1. Forwards y futuros en el mercado Eléctrico Colombiano

De acuerdo a (Hull 2002) los forwards y futuros son contratos financieros derivados ya que el valor de estos depende del valor de un activo subyacente.

Un forwards es un acuerdo entre dos partes donde existe un compromiso de venta y compra de un activo en un tiempo futuro T a un precio determinado K donde se conoce como tiempo de entrega, esta entrega se realiza en la fecha límite de expiración del contrato $t=T$ (Hull 2002), la ventaja de este tipo de contrato es que fija el precio de compra y venta del activo esto indica que pueden existir ganancias en cada una de las partes, un comprador posee una función de ganancia $P_{spot} - K$, dicha parte obtiene ganancia siempre y cuando el precio spot sea mayor que el precio Forwards ($P_{spot} > K$), y la función que rige al vendedor $K - P_{spot}$, donde el vendedor obtiene ganancia siempre y cuando el precio spot sea menor que el precio Forwards ($P_{spot} < K$), este comportamiento se muestra en la gráfica 5

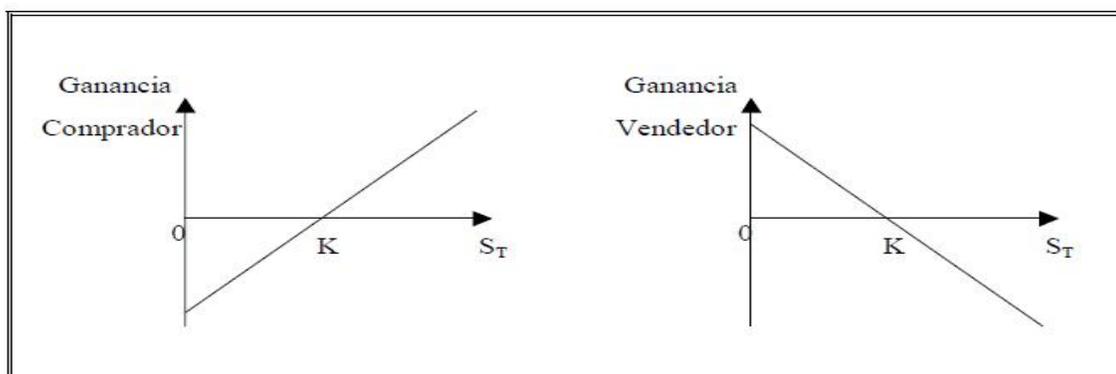


Figura 5. Perfiles de ganancia y pérdida de un comprador y vendedor

Fuente: Hull, John. (2002): Introducción a los mercados de Futuros y Opciones. Toronto: Prentice Hall

Un contrato futuro a igual que un Forwards son contratos entre dos partes que se fija el precio a futuro la diferencia entre estos dos tipos de negociaciones es que el Forwards se realiza en un mercado OTC y el contrato futuro se realiza en un mercado organizado por medio de una cámara de riesgo y compensación.

Como sabemos que la convergencia entre el precio spot y el valor del futuro al llegar a la fecha de expiración posibilita una cobertura efectiva, una operación de un mercado futuro puede cerrarse antes que el contrato expire, quiere decir que si se vende el producto en el mercado spot y quedarse con el monto del producto de la transacción en el mercado de futuros, el flujo de caja de quien toma la posición corta en $t=t_0$ y la cierra en $t= t_1$.

$$FC = S_{t+1} + F_{t_0;T} - F_{t_1,T} = F_{t_0;T} + B_{t_1,T} \quad (1)$$

Quien realiza la cobertura corta recibe un pago compuesto de una parte fija ($F_{t_0,T}$) más la componente variable que es igual a la diferencia entre el precio spot y el precio futuro esta diferencia se conoce como base y se define como:

$$FB_{t,T} = S_t - F_{t,T} \quad (2)$$

Cuando un participante del mercado eléctrico Colombiano que este en el mercado spot y decida tomar posición en el mercado de futuros está cambiando el riesgo asociada al precio spot por riesgo de base.

Para los contratos Forwards/Futuros existen 2 tipos de riesgo tanto el riesgo de precio y el riesgo de volumen, el riesgo de precio se origina por la incertidumbre asociada del activo transado, lo cual afecta las ganancias del productor y consumidor, lo que genera en si la volatilidad es una incertidumbre en la ganancia final del productor lo que genera el riesgo del precio, que un generador este expuesto únicamente al riesgo de precio significa que la incertidumbre de su

ganancia se debe exclusivamente a la incerteza del precio spot de electricidad, la ecuación que rige este comportamiento lineal es:

$$\text{Ganancia} = P_{\text{spot}} * E - C_m * E \quad (3)$$

Aunque un forwards o u futuro es para cubrirse netamente del riesgo al precio en el caso colombiano es importante recordar que puede existir en el mercado de generación un oligopolio ya que la regulación permite una participación activa hasta el 25% de posición en este negocio, lo cual es contraproducente ya que si existe la presencia de monopolios en este eslabón de mercado no tendría sentido la introducción de herramientas financieras a este mercado.

El riesgo de volumen está asociado a la incertidumbre de la cantidad de energía que ira a producir el productor y esta netamente ligado a la variación de los precios por cambios estacionales del clima, quiere decir que para un productor es conveniente utilizar un contrato que fije el precio aun cuando este expuesto al riesgo de cantidad, pero hay que tener en cuenta que el precio que se fije será igual o superior a los costos variables, y lo que es más preocupante es que el generador o productor sea capaz de suministrar y garantizar la energía que pacto ya que mayoría de la generación de energía eléctrica en colombia es hídrica debido a las volatilidades del clima en nuestro caso ningún generador podrá garantizar una energía máxima despachada por conceptos de capacidad ya que dependerá de la situación climática aunque no sea mucha la variación con respecto a su capacidad vs lo real generado, lo anterior dará pie para la oportunidad de arbitraje en el mercado.

Cuando la igualdad no se sostiene, el precio de futuros $F^T(t)$ es un estimador sesgado del futuro de precios spot $S(T)$. Cuando $F^T(t)$ es una estimación sesgada hacia arriba, significa que el riesgo entre los participantes del mercado esta en

que los compradores estén dispuestos a pagar más que el espera que el precio spot con el fin de garantizar el acceso al producto en una fecha futura T. Por el contrario, si es $F^T(t)$ menor que el precio spot esperado en la fecha T, esto puede reflejar una la percepción de exceso de oferta de ese horizonte.

En los mercados de futuros y los participantes del mercado de hoy en día se enfrentan a una curva de aprendizaje conjunto. Una afirmación es que en algunos mercados la señal de la diferencia (precio forward menos precio al spot futuro) no tiene motivos para ser independiente a la madurez en el periodo T. Por ejemplo, dada la extrema volatilidad de los precios spot y la no existencia de almacenamiento en los mercados de la electricidad en Colombia, el precio a plazo es un alza-sesgada

7.1.2. Opciones en el mercado Eléctrico Colombiano

Una opción es un instrumento financiero derivado que entrega a su poseedor el derecho de comprar o el derecho de vender el activo subyacente a un precio K o precio de ejercicio, esta transacción otorga una prima, los tipos de opciones esta la opción Call, es la que otorga al poseedor el derecho de comprar el activo subyacente, opción put es la que otorga al poseedor el derecho de vender el activo subyacente. Deng plantea la posibilidad de valorar las instalaciones de generación y transmisión mediante procedimientos de opciones reales utilizando opciones de tipo spread, ya que según EI, el transporte de los energéticos se debería realizar de acuerdo a un sistema nodal y se debe cobrar de acuerdo a las distancias transportadas y por cada una de ellas realizar la aplicación de un instrumento financiero.

Deng propone además un mecanismo alternativo de construcción de portafolios basados en la utilización de contratos futuros en vez de almacenar y vender activos subyacentes. Utilizando este procedimiento para encontrar la paridad Call-

Put que se tiene en la ganancia en $t=T$ de comprar una call y de vender un put es de $st-K$ debe ser igual a $C-P = e^{-rt}(Ft-K)$.

Los precios de futuros son, en general, sesgados a la baja las estimaciones de los precios al contado en el futuro. Esto es lo que induce a los especuladores asumir el riesgo de una posición en contratos de futuros. Keynes (1930) sostiene que "el lugar precio debe exceder el precio a plazo por el importe que el productor está dispuesto a sacrificio con el fin de protegerse a sí mismo, es decir, para evitar el riesgo de fluctuaciones de los precios durante su período de producción. Así, en condiciones normales, el precio de contado es superior al precio a plazo. El especulador gana un premio por soportar ese riesgo porque los precios futuros son más bajos a las estimaciones de los precios al contado que regirán en el futuro.

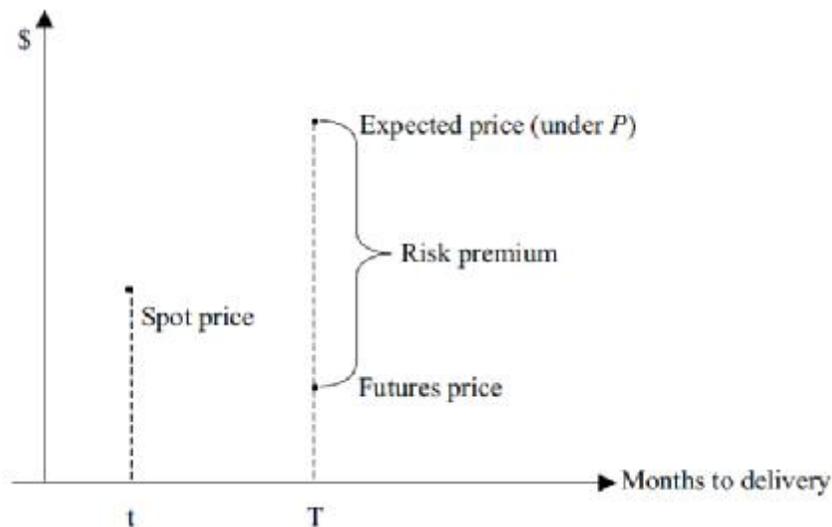


Figura 6 Precio spot vs precio futuro.

Fuente: Hull, John. (2002): Introducción a los mercados de Futuros y Opciones. Toronto: Prentice Hall

La propuesta operativa del Derivex es muy similar a la implementada por el CME GROUP-NYMEX, el mercado energético Colombiano está preparado para afrontar el nuevo reto en dicho mercado, la evolución de este mercado ha llegado a un punto donde se podría llamar mercado maduro y se podría pensar en el paso a los

mercados futuros de electricidad con las observaciones personales que se mencionaran más adelante de este documento, si miramos como lo fue mencionado anteriormente en Australia el mercado eléctrico todavía no estaba preparado para dar este paso a la evolución ya que en algunos de sus eslabones de la cadena como lo es el de la generación no se promovía la competencia de sus participantes

8. Anexo 2

Estimación de los Niveles de Riesgo en los Mercados Eléctricos (Balbas, 2007)

A pesar de los recientes eventos ocurridos en EEUU, concretamente el caso Enron, la negociación en los mercados energéticos se ha desarrollado muy rápidamente en Europa durante los últimos años. Este desarrollo ha sido el resultado de la desregulación del mercado de energía de Reino Unido en 1990, el Europea Unión Electricity Market en 1997, y especialmente en Alemania, el Energie wirtscha ftsgesetz en 1998.

El objetivo de la desregulación de los mercados era incrementar la competencia entre los monopolios existentes y los nuevos participantes del mercado. De hecho, la mayoría de los países han estado intentando separar la generación de energía, de su distribución, porque entienden la importancia que tiene el que todos los participantes del mercado puedan tener el mismo acceso a la red de transmisiones, y por consiguiente, a sus clientes. La desregulación ya ha tenido consecuencias en Europa. En primer lugar, los precios en Europa han bajado. En segundo lugar, los productores de energía han tenido que cambiar la forma de hacer su negocio, y han tenido que evolucionar de monopolistas a empresas normales en competencia. Una de las consecuencias más importantes de este hecho ha sido el aumento de la volatilidad en los precios de la energía.

Un claro signo de que las negociaciones y la volatilidad de los precios de la energía han aumentado ha sido la creación de un gran número de mercados energéticos a lo largo de toda Europa

Unos de los métodos de métodos de medición de riesgo en el sector financiero que también es aplicable a los mercados eléctricos es el VaR este estima la pérdida de posición en un periodo de tiempo τ con un nivel de confianza q, esto es debido a las fluctuaciones del precio de electricidad en este tipo de mercados. Bajo el supuesto de normalidad el VaR se calcula así:

$$VaR = \mu(t)\tau - a(q)\sigma(t)\sqrt{\tau} = \mu(t) - a(q)\sigma(t) \dots\dots(4)$$

Donde τ es el horizonte temporal, q es el cuantil, o percentil que especifica el Nivel de confianza, y a es la escala correspondiente al cuantil, usando una distribución normal.

Esto está hecho sobre la base de que los precios de los activos son de la siguiente forma:

$$dS(t) = \mu(t)S(t)dt + \sigma(t)S(t)dX \dots\dots(5)$$

Donde X es un movimiento Browniano estándar, μ es la deriva, y σ es la volatilidad. Como es sabido dX es una variable aleatoria normal de media 0 y varianza dt.

Los retornos de los activos se calculan como:

$$r(t) = \log [S(t)/S(t - \Delta t)] \dots\dots\dots(6)$$

El movimiento browniano supone que:

Los precios son positivos.

La volatilidad del proceso de precios es dependiente del precio.

El proceso no incluye reversión a la media

Para resolver estos problemas, tradicionalmente se han utilizado mixturas de distribuciones, por ejemplo con la Poisson. Además, los picos en los precios eléctricos son muy comunes, de modo que esto también hay que explicarlo, y se puede hacer utilizando una distribución de saltos. A continuación se presenta las ecuaciones resultantes del modelo de saltos.

$$dr(t) = \mu(t)dt + \sigma(t)dX + JdN \dots\dots\dots(7)$$

9. Referencias

- Ahah, Aarzo, Riccardo Anacar, and Antony Kakoudakis. (2006) "The Price Is Right" Energy Risk. Alemania.
- Ankirchner, Stefan, Peter Imkeller, Alexandre Popier. (2010). Optimal cross hedging of insurance derivatives. Chicago
- Borovkova, S, and H. Geman. (2004). "Seasonal and stochastic effects in energy commodity forward curves". Third World Congress of the Bachelier Finance Society, June of 2004. Chicago.
- Burger, M. (2007). Managing energy Risk, An Integrated View on Power and Other Energy Markets. England: WILEY
- Burgos, M. (2006). Análisis de la liberalización de mercados europeos de electricidad y valoración de sus posibles aplicaciones al Mercado Mayorista español, Tesis de Magister, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.
- Byrne, J., Wang, Y.-D., Yu, J.-M. (2005). Lessons from a comparative analysis of California and PJM electricity restructuring models. Center for Energy and Environmental Policy, University of Delaware. Recuperado el 10 de diciembre de 2011, del sitio web de escritura digital: <http://www.ceep.udel.edu/energy/publications>.
- California, University of California at Berkeley. (2009). Integrated Financial and Operational Risk Management in Restructured Electricity Markets. Shijie Deng.
- California. Department of Industrial Engineering and Operations (2006). Hedging quantity risks with standard power options in a competitive wholesale electricity market. Oum, Y. Oren, S. Deng, S.

- Castro, R. (2005). Análisis de la implementación de un sistema de derivados financieros en el sector eléctrico colombiano, Tesis de Magister, Universidad de los Andes, Colombia.
- CME GROUP-NYMEX. (2010). Informe técnico annual New York Mercantile Exchange. New York. Recuperado el 20 de Nov 2011, del sitio web de escritura digital:
<http://www.CMEGroup-NYMEX.com>
- Colombia, Comisión de Regulacion de Energía y Gas (2004). Resolución 005 de 2004, Sistema electrónico de contratos normalizados bilaterales.
- Colombia, Comisión de Regulacion de Energía y Gas (2006). Resolución 065 de 2006, Definición de la componente de generación de la formula tarifaria de energía eléctrica.
- Colombia, Comisión de Regulacion de Energía y Gas (2008). Resolución 077 de 2008, Mercado organizado regulado para la demanda regulada-MOR.
- Deng, S. Oren, S. (2006). Electricity derivatives and risk management. International Journal, 29, 690-697.
- Edward, J. Xinin, H. Winchester, D. (2008). Forward contracts in electricity markets: The Australian experience Edward. Energy Policy, 35, 3089-3103.
- EEX. (2008). Informe Tecnico EEX European Exchange Market. Recuperado el 2 de enero de 2012, del sitio web de escritura digital:
<http://www.eex.com>
- ELEXON. (2004). Overview of the balancing and settlement code (BSC) Arrangements. Recuperado el 18 de Octubre 2011, del sitio web de escritura digital:
<http://www.elexon.co.uk/Pages/home.aspx>
- Fernández, J. (2002). Análisis y Evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional. Tesis de Magister, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.

- Flatab, N. Doorman, G. (2003). Experiencia con el diseño y la implementación del Nord Pool. IEE transacciones de sistemas de potencia, 18, 2.
- G, Vizcaino. J, Alzatea. A, Cadena. J, Benavidesa. (2008) Plain vanilla options for price-quantity hedging in the Colombian wholesale electricity market. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Bogotá: Universidad de los Andes.
- Geman, H. (2005). Commodities and Commodity Derivatives Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy. England: WILEY
- Guy J. (2009). Multiple zone power forwards: A value at risk framework. Energy Economics, 31, 714-726.
- Hatemi, A. (2008). Tests for cointegration with two unknown regime shifts with an application to financial market integration. Empirical Economics, 35, 495–505.
- Hull, John. (2002): Introducción a los mercados de Futuros y Opciones. Toronto: Prentice Hall
- Informe del Mercado de ELEXON. 13 de Noviembre de 2011. En www.elexon.co.uk
- Informe del Mercado de DERIVEX. 19 de Junio de 2011. En www.derivex.com.co
- Informe del Dane. 02 Enero de 2012. En <http://www.dane.gov.co>
- Jermakyan, M. (2008). The price of power: The valuation of power and weather derivative. Journal of Banking & Finance, 32, 2520-2529.
- Klitzman, K.J. (1995). Electricity Futures in a Competitive Marketplace. Draft Presentation. Electricity Policy Group, University Harvard. Recuperado el 05 de Agosto de 2011, del sitio web de escritura digital: [http:// www.ksg.harvard.edu/~hepg/papers](http://www.ksg.harvard.edu/~hepg/papers).
- Kyongwook, C. Shawkat, H. (2010). Volatility behavior of oil, industrial commodity and stock markets in a regime-switching environment. Energy Policy, 38, 4388-4399.

- Maslyuk, S. Smyth, R. (2009). Cointegration between oil spot and future prices of the same and different grades in the presence of structural change. *Energy Policy*, 37, 1687–1693.
- Millan, R. (2000). *Los Mercados Futuros de electricidad*. Tesis de Magister, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.
- Min, L. Wu, F. (2007). Risk management in a competitive electricity market. *International Journal*, 29, 690-697.
- Moulton, J. (2005). California electricity futures: the CME GROUP-NYMEX experience. *Energy Economics*, 27, 181-194.
- Netherlands, Economics Center The University, the Netherlands Energy Institute. (2007). *Options, forwards and vertical integration in electricity markets*. Morbee, Jorris.
- Nord Pool ASA. (2008). *Trade at Nord Pool ASA_s Financial Market*, Tech Nord Bolsa. Recuperado el 16 de Septiembre de 2011, del sitio web de escritura digital:
<http://www.nasdaqomxcommodities.com/>
- P, Falbo. Felletti. D, Stefani. *Integrated risk management for an electricity producer*. (2010). *European Journal of Operational Research*, 2010, 207, 3, 1620-1627.
- Pilovic, D. (2007). *Energy Risk: Valuing Managing Energy Derivatives*. Estados Unidos de America: McGraw Hill.
- R. Huisman, R. Mahieu, F. Schlichter. (2009). Electricity portfolio management: Optimal peak/off_peak allocations. *Energy Economics*, 31, 169-174.
- Vargas, L. Palma, R. Moya, O. (2008). Mercados eléctricos y bolsas de energía: aspectos críticos para su implementación en Chile. *Revista Chilena de Ingeniería*, 432, 0370-4009.
- Villarreal, J. Soto, C. (2007). Ensuring generation adequacy with firm energy call options: A case study for the hydro-dependent Colombian

system. International Journal of Management Science and Engineering Management, 1, 40-54.