

2013



Arquitectura de mercado y formación de precio en mercados eléctricos

Índice Documento

1. Introducción
2. Análisis Resolución CREG – 051 de 2009
 - 2.1. Antecedentes
 - 2.2. Algunos efectos de aplicación de la Resolución
3. Arquitectura de Mercado
 - 3.1. Costos No Convexos y el *Unit Commitment Problem*
 - 3.2. *Power Pool vs. Power Exchanges* como alternativas de tipos de mercados y el *Unit – Commitment Problem*
4. Conclusiones y Recomendaciones

Abstract

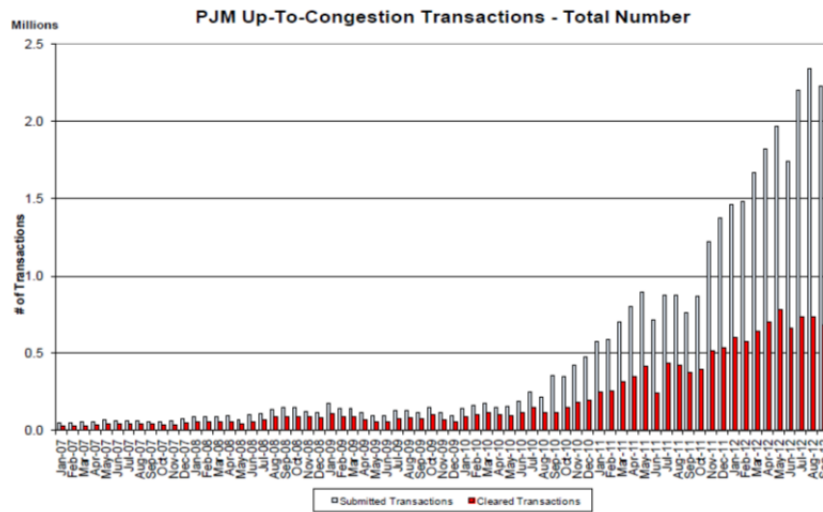
Durante el primer semestre de 2009 la Comisión de Regulación de Energía y Gas presentó para discusión con la industria la Resolución CREG 012 y el Documento CREG 011 cuyo objeto era la modificación de la oferta de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado de Energía Mayorista, cuya versión definitiva quedo plasmada en la Resolución CREG 051 del mismo año. La modificación implementada por la Comisión ha generado varias distorsiones al mercado, entre otros, poca transparencia en la formación del precio de bolsa y equilibrios de mercado que denominaremos “débiles”. En este documento analizaremos las alternativas teóricas y prácticas para repensar el mercado desde una perspectiva integral.

1. Introducción

Los mercados mayoristas de energía eléctrica han sufrido transformaciones significativas desde el inicio del proceso de liberación iniciado en los años 90. Los primeros cambios, en particular en los mercados del noreste de los Estados Unidos estuvieron asociados a la implementación de esquemas de múltiple liquidación y precios marginales de localización, cuyo principal propósito entre otros, era dar señales eficientes de congestión, mayor profundidad al mercado y flexibilidad a los participantes. En conjunto con estos avances los mercados han promovido la participación de la demanda con instrumentos financieros que a la fecha son significativamente líquidos como por ejemplo las transacciones denominadas “*Up-to Congestion Transactions*”¹ y “*Virtual*

¹ “*Up – to Congestion bids permit transmission customers to specify how much they are willing to pay for congestion by bidding a certain amount for congestion between the transaction source and sink. If the congestion charges are less than the amount specified in the bid, then the transaction will be scheduled in the day – ahead schedule. These “Up – to” bids protect transmission customers from paying uncertain congestion charges by guarantying that they will pay no more than the amount reflected in their bids.*” Ver más en Docket No. ER13 – 01654 – 0000, PJM June 13, 2013, Page 4.

*Transactions*² (“Increment and Decrement Bid Pair”). Las ofertas remitidas de “Up – to Congestion Transactions” al operador del mercado de PJM, en enero de 2007 alcanzaba solo 49,000, de las cuales se ‘calzaban’ 33,000. A septiembre de 2012 las ofertas remitidas al operador del mercado alcanzaron 2.25 millones, de las cuales de ‘calzaron’ 680,000. De acuerdo con PJM, este instrumento ha sido crecientemente utilizado por los participantes del mercado financiero como parte de las transacciones virtuales y en menor medida por participantes del mercado físico para cubrir la congestión de las transacciones físicas. Lo anterior, como oportunamente lo identificó la FERC, tiene como efecto una mejor convergencia de precios entre los mercados day – ahead y en tiempo real y de gestión de riesgo financieros de entidades financieras que aseguran su participación y en esa vía promueve la competencia en el mercado.



Fuente: PJM Docket No. ER13 – 01654 – 0000

A la fecha, de otro lado, el mercado colombiano ha sufrido transformaciones del diseño original establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, con modificaciones sustanciales como la Resolución CREG 034 de 2001 y la Resolución CREG 051 de 2009, que no permiten evidenciar alguna dirección en la intención de profundizar el mercado y contar con una participación más flexible de los agentes de éste. De otro lado, la operación del mercado resulta inflexible, más orientada a penalizar las desviaciones de producción que a resolver los desbalances mediante mecanismos de mercado, que aseguren la operación eficiente del sistema desde el punto de vista técnico y económico.

El propósito de este documento es identificar los principales elementos conceptuales y de la experiencia internacional con el propósito de contribuir al debate sobre una evolución del modelo de mercado, de tal forma que promueva la competencia en el mercado, la flexibilidad de la operación, la adecuada valoración del costo de oportunidad de los recursos, la asignación eficiente

² “In the Commission’s words, these types of bids “allow transmission customers to specify the maximum price they are willing to pay for congestion in much the same way that energy market participants place bids for energy”Docket No. ER13 – 01654 – 0000, PJM June 13, 2013, Page 4.

de la congestión y la gestión de riesgos financieros con estrategias sofisticadas. Todo lo anterior, como lo veremos más adelante, hace referencia a un conjunto de submercados que hacen parte de la arquitectura del mercado.

2. Análisis Resolución CREG 051 de 2009

2.1. Antecedentes

En el documento CREG 011 de 2009 la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG plantea la siguiente problemática frente al funcionamiento de la subasta definida en la Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995 para el despacho de generación del SIN:

En la medida que los recursos térmicos son requeridos para atender la demanda en períodos cortos, tales como las horas de punta del sistema, los precios de bolsa se ven incrementados dado que las ofertas de las plantas térmicas pueden considerar, además de los costos variables, la recuperación de los costos de arranque – parada en solo una hora, condición que corresponde al escenario más pesimista.

En ese sentido, la Comisión define como alcance del citado documento:

Hacer un análisis de las posibles alternativas para el manejo de los costos de arranque – parada de las plantas y/o unidades térmicas en el despacho de generación del SIN.

Dentro de este contexto, la Comisión presenta el siguiente planteamiento, previo al análisis de las alternativas consideradas:

En el caso de los agentes generadores con plantas térmicas, este tipo de ofertas tiene un riesgo para su elaboración, dado que a los costos variables se les debe adicionar los costos de arranque – parada variabilizados, para lo cual necesita hacer un supuesto de horas despacho, lo que en un mercado volátil esta variable presenta incertidumbre, razón por la cual el agente puede suponer la condición más crítica, despacho de una hora a generación mínima, para asegurar que en cualquier condición de despacho va a recuperar los costos de arranque – parada.

Por lo tanto, se debe buscar esquemas que permitan internalizar las decisiones de arranque – parada y de esta manera reducir el riesgo de recuperación de este tipo de costos y el precio de bolsa.

Con lo anterior en mente, se presentan las siguientes alternativas en el documento:

3.1 Alternativa 1: Despacho Horizontal:

“Consiste en subastar el derecho a suplir bloques horizontales de la curva de duración de carga. Las ofertas de cada generador se discriminan por bloque y el precio marginal por bloque corresponde a la oferta del generador marginal.

El esquema tiene la ventaja de internalizar los costos de arranque – parada de las plantas térmicas y las plantas hidráulicas pueden diseñar sus ofertas de acuerdo con su costo de oportunidad...”

3.2 Alternativa 2: Oferta precios variables y precios de arranque – parada

“Consiste en que dentro del esquema actual, los agentes generadores térmicos hagan una oferta con dos componentes: i) precios variables (\$/MWh) y ii) precios de arranque – parada (\$). Los generadores hidráulicos declaran sus ofertas (\$/MWh) según sus costos de oportunidad.

Con la anterior información se hace el proceso de optimización en el despacho, lo que permite internalizar y optimizar los costos de arranque – parada en este proceso, se elimina el riesgo de las horas de despacho ...

...

Despacho Ideal. *Se debe pasar el proceso de ordenamiento horario por mérito a un proceso de optimización de 24 horas donde se minimiza los costos del sistema cumpliendo con la atención de la demanda y las características técnicas de las plantas de generación.*

Precio de Bolsa. *Partiendo del despacho ideal anterior, la determinación del precio de bolsa horario tendría dos posibilidades: i) costo marginal más precios de arranque – parada variabilizados con la demanda del día, y ii) costo marginal más precios de arranque – parada variabilizados con la demanda de las horas que se beneficiaron con la planta térmica.*

Se recomienda la segunda posibilidad dado que se conserva la señal de eficiencia energética y permite identificar la condición crítica.

En el documento se presenta una comparación de alternativas en el que se revisan los siguientes conceptos: i) impacto en la subasta actual, ii) impacto en la competitividad y iii) facilidad de la implementación:

Concepto	Alternativa 1	Alternativa 2
Impacto subasta	Diseño nueva subasta	Ajustes menores
Impacto competitividad	Aumenta concentración	Mejora competitividad
Implementación	Complejo	Fácil

Tabla 1: Comparación de alternativas

De acuerdo con la evaluación presentada por la Comisión, la alternativa 2 tiene ventajas sobre la alternativa 1, que al final es la recomendada en el documento en discusión y presentada en la Resolución CREG 012 de 2009.

Posterior al proceso de discusión, la Comisión expidió la Resolución CREG 051 de 2013 por medio de la cual se definió una nueva arquitectura de mercado mayorista de energía. El soporte analítico de la citada resolución está presentado en el Documento CREG 046 de 2009, dentro del cual resaltaremos lo contenido en el Anexo 1, denominado Análisis del Precio de Mercado y, el Anexo 2, en el que se presenta la Comunicación del Profesor Peter Cramton.

Sobre el Anexo 1 del Documento CREG 046 de 2009 a continuación presentamos los principales elementos que la Comisión identifica deben resolverse en la formación de precio del mercado:

- *“En el caso de las plantas térmicas se tienen los costos de arranque – parada, P_{cf} , que cumplen con la definición de costos cuasi – fijos dado que no varían con el nivel de producción y no se incurre en ellos cuando no opera la planta.”*
- *“En lo que respecta a los costos cuasi – fijos y la renta inframarginal, Stoft (2002) señala que la renta inframarginal son los ingresos menos los costos variables y se requieren para cubrir los costos de arranque – parada y los costos fijos.”*
- *“En lo que respecta al costo marginal del sistema, Albouy (1983) dice que es el máximo de los costos proporcionales de las unidades utilizadas, donde el procedimiento consiste en aumentar la producción de una unidad ya en funcionamiento. Esta restricción puede evitarse cuando la unidad puede arrancar y dar su nivel óptimo de producción con un costo y una demora despreciables. De no ser éste el caso, como sucede con una planta térmica, la optimización se complica pero no se cambia el concepto de costo marginal, es decir sigue siendo el costo proporcional operativo de la planta marginal pero no incluye los “costos de arranque – parada y gastos en mínimo técnico.”*
- *“Para dar inicio a la operación de las plantas térmicas que se requiere para atender óptimamente una demanda mayor en el siguiente período, se debe disminuir la generación de la planta que se encuentra marginando. En este caso, el costo marginal del sistema no cambia, por lo tanto, la planta térmica no tiene oportunidad de recobrar en estos momentos parte de los costos de arranque – parada, dado que no va a tener oportunidad de tener rentas inframarginales.”*
- *“Por el proceso de operación óptima durante las 24 horas, se encuentra que una planta térmica puede ser requerida para mantener una operación en mínimo durante varios períodos t para ser utilizada a plena capacidad cuando la demanda se incrementa en un período posterior. En los períodos donde opera la planta en mínimo se requiere disminuir la generación de la planta marginal. En este caso el marginal del sistema no cambia.”*
- *“Por efecto de los costos cuasi – fijos se produce una discontinuidad en la función de costo total. Al separar los costos de arranque de los costos variables, los primeros producen la discontinuidad de la función de costos totales, pero no hacen parte del costo marginal. Es decir, una planta térmica marginal no recuperaría los costos de arranque.”*
- *“Es necesario entonces establecer un mecanismo que sin distorsionar la señal marginal permita la recuperación de costos, es decir que cumple con los principios de eficiencia y suficiencia económicas.”*

Con lo anterior en mente, la Comisión plantea un análisis de las siguientes alternativas:

- *“Primera Propuesta*

..., los agentes proponen que se determine un precio equivalente por planta el cual correspondería a la suma de la variabilización del precio de arranque – parada con la generación ideal de cada central y los precios ofertados. Con estos precios equivalentes se define que el precio de mercado, PM, es el de la planta marginal.

...

Tal como lo señaló el Profesor von der Fer, la propuesta está fundamentada en el costo de oportunidad para cada nivel de demanda.

... vemos que la propuesta corresponde al costo incremental, que es diferente a la definición de costo marginal como la derivada de la curva de costos totales. En este caso encontramos que el valor resultante es siempre mayor o igual al marginal.

En ese sentido Stoft (2002) señala que la inclusión de estos costos no garantiza que se den los beneficios identificados para el precio de mercado a partir del costo marginal.

Por otra parte, el precio de mercado calculado con la metodología anterior va a depender del nivel de despacho, ...

...

Esta alternativa distorsiona los costos marginales.

- *Segunda Propuesta*

En la propuesta planteada en la Resolución CREG 012 de 2009 define el precio de mercado, PM, como el precio ofertado de la planta marginal más una componente adicional que cubre los precios de arranque – parada de las plantas térmicas que fueron despachadas, la cual se estima como la relación entre los costos de arranque – parada y la demanda.

La componente adicional para cubrir los costos de arranque – parada se recauda a través de toda la generación y se traslada a aquellos generadores que en el despacho ideal incurrieron en estos costos.

...

La remuneración que reciben los generadores, hidráulicos y térmicos, corresponden al costo marginal y la componente ΔP_{arr} es para cubrir los precios arranque – parada de los generadores térmicos.

Teniendo en cuenta lo anterior, la propuesta mantiene el concepto de costo marginal.

Sin embargo, esta propuesta puede incentivar a que los generadores térmicos tiendan a sobre – estimar los costos de arranque y parada.

- *Tercera Propuesta*

Cramton (2009) propone utilizar una alternativa que se aplica en los mercados de PJM, NYISO, ISO – NE y CAISO denominada la “Standard Market Design”.

Las características de la propuesta son:

- *El precio del mercado spot es costo marginal del sistema.*
- *Los generadores hidroeléctricos reciben el costo marginal del sistema.*
- *Cada generador térmico recibe el costo marginal del sistema o su precio ofertado sobre todo el día, cuando éste es más alto.*
- *La demanda paga el costo marginal más costo adicional. El costo adicional es un pago a un generador térmico por encima del costo marginal del sistema.*

Con esta alternativa no se distorsiona el costo marginal de suministro y se dan los incentivos para ofertar los precios reales de arranque – parada.

...

Se recomienda implementar la alternativa “Standard Market Design” dado que se dan los incentivos apropiados y se conserva el concepto marginalista que se viene aplicando en el mercado corto plazo, Bolsa de Energía.”

De otro lado, en el Anexo 2 del documento CREG 046 de 2009, que corresponde a un correo del profesor Peter Cramton a la Comisión, presentamos los principales puntos de la propuesta a la Comisión. En general, y sin mayor detalle sobre el análisis realizado por el Profesor Cramton, se aclara que la presencia de costos no convexos genera equilibrios que no son totalmente eficientes, y que cualquier esquema basado en precios es resultado de un acuerdo consensuado:

Dealing with non – convexities (e.g., startup costs) is one of the challenges in market design. With a convex problem, we can rely on competitive equilibrium prices to achieve full efficiency. Competitive equilibrium prices are the marginal prices that economists love. Non – convexities make decisions lumpy and this means that there may be no supporting prices that lead to full efficiency. Any solution based on prices alone is a compromise. Someone can inevitably complain that the prices are wrong in some sense.

I believe that the CREG proposal needs to be modified as follows. Let me call the modification Peter’s proposal:

The Spot Price is the marginal cost of the system.

Hydroelectric generators receive the marginal cost of the system.

Each thermal plant receives the marginal cost of the system or its as – bid cost over the entire day, whichever is higher.



Demand pays marginal cost plus uplift. Uplift is any payment to a thermal unit above system marginal cost.

This approach is what is done in PJM, NYISO, ISO – NE, and CAISO, and is the “standard market design” in the US. The approach has many incentive benefits. First, in many cases the uplift is zero. It only comes into play if the start – up cost dominates the unit’s profits over the day. The incentives for bidding true start – up costs are greater than in the CREG proposal, since often the start – up cost does not impact the payment, only whether the unit is dispatched.

...

If I had to rank the approaches, they would be Peter>Nils Henrik>CREG. Peter does result in the lowest total cost. In an energy – only market this could be viewed as a potential problem if generators are having a hard time covering fixed costs, but it is not a problem in your market with a firm energy charge, since the charge guarantees that efficient units are able to cover costs. The Nils Henrik approach is best if start – ups are frequently and run times are short, such as say for gas units. With longer run times and fewer start – ups, such as with coal, then I think the approach is not as good.

La Comisión en la Resolución CREG 051 de 2009 incorporó la propuesta del Profesor Cramton, basada en lo que ha sido denominado por ambos como el “*Standard Market Design*”, a partir de una limitada consideración de alternativas, de estructuras tipo *pool*, sin una consideración pertinente del modelo tipo *exchange*, que era el modelo vigente previo a la Resolución CREG 051 de 2009, para resolver el problema de presencia de costos no convexos en el mercado eléctrico. Lo anterior, con insuficiencia en la oportuna y debida explicación sobre el cambio estructural de los nuevos equilibrios, que como advierte O’Neill et al. son de carácter múltiple para mercados tipo *pool*, y por lo anterior requiere de una evaluación cuidadosa sobre lo efectos colaterales que conlleva dicha implementación,

Finally, our results say nothing about the uniqueness of the equilibrium prices. In fact,..., here can be multiple equilibria... Alternative equilibrium prices might lead to different distributions of surplus for market participants under contract T. Given that there is a lot of money at stake in the new electricity markets, where the bidding of nonconvex costs is already taking place, an examination of the distributional consequences and efficiency of alternative equilibria and of suboptimal approaches is of keen interest to these market participants.

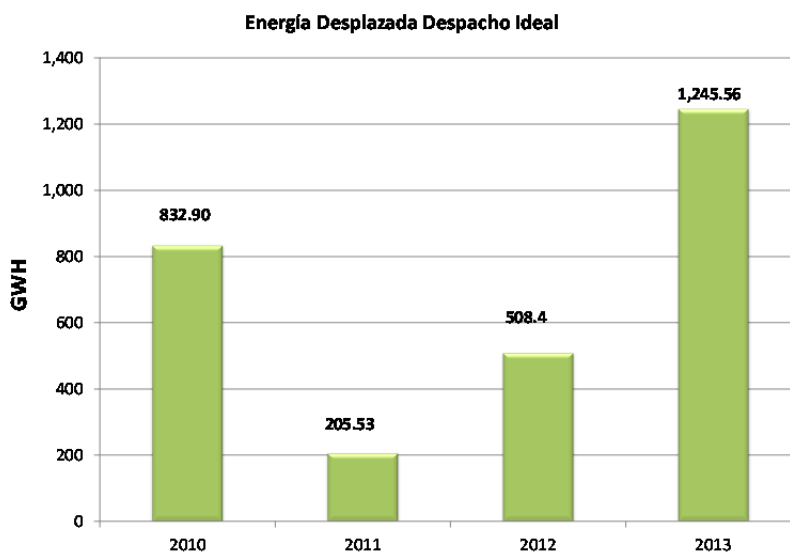
2.2. Efectos prácticos de la implementación de la Resolución CREG 051 de 2009

Posterior a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 051 de 2009 se han evidenciado varios casos que permiten inferir que el diseño definido bajo esta nueva arquitectura de mercado no es suficientemente robusto y requiere de una revisión que no se limita a un ajuste matemático del programa de optimización, sino a un ajuste del esquema en su integralidad.

Para revisar la satisfactoria implementación del mecanismo, en primer lugar, se comparó la cantidad de energía ofertada por plantas y/o unidades térmicas que a pesar de tener un precio de oferta menor que el precio de bolsa no fueron asignadas en el despacho ideal. Este ejercicio, busca identificar si una vez el mecanismo de asignación *cierra*, el equilibrio alcanzado es un equilibrio de Nash³, o por el contrario existen incentivos a desviarse de la estrategia ofertada por parte de los agentes participantes. El resultado de un mecanismo es un equilibrio sino existen incentivos para desviarse de la estrategia ofertada. Para la satisfactoria implementación de un mecanismo, se debe evidenciar los siguientes dos requisitos recíprocos⁴:

- a. Cada equilibrio de Nash del juego produce únicamente resultados calificados como admisibles.
- b. Cada uno de los resultados admisibles son un equilibrio de Nash del juego inducido.

Tomando en consideración lo anterior y del análisis del gráfico 1 se puede identificar, por ejemplo, que en 2010 a nivel horario existía al menos una planta equivalente de 95MW que estaría dispuesta a desviarse de su estrategia ofertada. Para los años 2011 y 2012, en el cual hay efecto del fenómeno de La Niña, las plantas equivalentes que estarían dispuestos a desviarse de su estrategia ofertada son en promedio de 23 MW y 58 MW respectivamente. Para 2013, la planta equivalente que estaría dispuesta a desviarse del equilibrio a nivel horario sería de 142 MW. Lo anterior hace evidente que a pesar que el equilibrio es admisible, el equilibrio resultante no es un *Equilibrio de Nash* y por lo anterior se puede inferir que el mecanismo no tiene una implementación satisfactoria de acuerdo con los conceptos presentados anteriormente.



³ Una definición de equilibrio de Nash sencilla la presenta Ken Binmore en el libro *Playing for Real – A Text on Game Theory*: “A pair (σ, τ) of strategies is a Nash Equilibrium in a two – player game if σ is a best reply to τ and τ is simultaneously a best reply to σ .”

⁴ Ver Vega – Redondo Fernando, *Economics and the Theory of Games*, Cambridge University Press, 2003, Página 90.

Adicionalmente, se puede inferir, que la planta equivalente a nivel horario que tiene el incentivo a desviarse del equilibrio está afectada por factores climáticos, como el fenómeno de El Niño o La Niña. Parece evidente una correlación positiva entre la cantidad de energía desplazada en el despacho ideal y los períodos secos, es decir, si hay fenómeno de El Niño y/o condiciones climatológicas secas, la cantidad de energía de recursos térmicos desplazada en el despacho ideal es mayor, lo cual resulta en un contrasentido para efecto del apropiado funcionamiento y confiabilidad del sistema.

Un caso puntual, que hace explícito el análisis anterior, está relacionado con el despacho ideal del 6 de Junio de 2012, en los periodos 11 a 16 y el periodo 20, donde el precio de bolsa superó los \$220/kWh. Este día algunas plantas térmicas, a pesar de tener precios de oferta inferiores al precio de bolsa y venir en línea del día anterior (costo real de arranque y parada cero), no tuvieron generación en el despacho ideal en ningún periodo. En respuesta a una comunicación enviada por una compañía a XM S.A. E.S.P indagando acerca del asunto, ésta explica lo siguiente, en comunicación enviada el 12 de junio:

"... el despacho ideal es un problema de optimización acoplado de mínimo costo, que comprende los 24 periodos horarios, y donde se deben cumplir las características técnicas de los recursos para atender la demanda comercial del sistema. Como resultado del proceso de optimización, en aplicación a lo definido en la Res. CREG 051 de 2009, para el día del asunto, en los periodos 11 al 16 y 20, resulta más económico programar en el despacho ideal a otros recursos hidráulicos con un precio de oferta mayor, pero sin restricciones técnicas como mínimo tiempo en línea ni precio de arranque y parada, lo cual tiene menos efecto en el costo del despacho ideal para la atención de la demanda".

Para ese momento y desconociendo los precios de oferta de las demás plantas fue imposible investigar a mayor profundidad; no obstante de acuerdo a la respuesta por parte del ASIC, si es perfectamente posible que en ciertas condiciones una situación como la planteada por XM sea real.

Una vez abierta la información del mercado y en particular los precios de oferta de todas y cada una de las plantas, se revisó nuevamente el Despacho Ideal y podía inferirse que las condiciones del mercado para la fecha mencionada no soportan un precio de bolsa que alcance \$220/kWh. De hecho, la información del mercado indica que por los precios de oferta de varias plantas, se hubiese formado un precio de bolsa inferior al publicado en la versión tx2, siendo para la demanda mucho más económico pagar el arranque y mínimo técnico de tales plantas (precio de reconciliación durante los periodos en los que no estuvieron en el despacho ideal) que el precio de bolsa obtenido con el optimizador.

Los análisis y casos presentados invitan a revisar la fundamentación presentada por la Comisión para soportar la modificación regulatoria planteada en la Resolución CREG 051 de 2009, en particular por las condiciones necesarias para la implementación satisfactoria de mecanismos. En las secciones siguientes se presenta el estado del arte sobre arquitectura de mercados eléctricos y ejemplos de diseño de mercados eléctricos en Estados Unidos, Europa y Canadá.

3. Arquitectura de los mercados eléctricos

La arquitectura⁵ de un mercado es el mapa de los sub – mercados que lo componen⁶. Los sub – mercados de un mercado mayorista de energía eléctrica incluyen mercados *spot*, mercados *forward* y mercados de servicios complementarios.

Los vínculos entre sub – mercados pueden derivarse por una relación implícita de precio, causada por oportunidades de arbitraje o, por reglas explícitas que ligan derechos comprados en un sub – mercado y que son utilizados en otro sub – mercado. Las reglas y arquitectura de un mercado determinan el sistema de transacciones, esquema de intervención para el cierre de posiciones de los participantes del mercado cuando hay eventos que amenacen la confiabilidad del sistema y, la convergencia de precios al nivel competitivo.

De acuerdo con Steven Stoft⁷ la compra venta (trading) de energía eléctrica para la hora h del día d en el mes m del año a comienza al menos con un año de anterioridad y finaliza el día anterior a la operación del Mercado en Tiempo Real. Para la realización de transacciones previas a la operación real del sistema se requiere de una secuencia de mercados *forward* cuyo rango de negociaciones incluye desde la transacción de contratos de largo plazo no estandarizados hasta las operaciones realizadas en el Mercado Day – Ahead y de Mercados *Hour – Ahead*. Excepto por el Mercado en Tiempo Real, todos los mercados previos a la operación del sistema son mercados financieros, en el sentido que la entrega de la energía es opcional y la única obligación real del vendedor es financiera. El Mercado en Tiempo Real⁸ es físico y todas las transacciones están asociadas a flujos de energía despachada en el sistema.

Este diseño de arquitectura de mercado es el modelo implementado en la mayoría de mercados mayoristas de energía en estado maduro. De hecho, previo a la expedición del Notice of Proposed Rulemaking (NPR) por medio del cual la FERC (sigla en inglés de la Federal Energy Regulatory

⁵ Entendemos el concepto de arquitectura de Mercado en el mismo sentido que Robert Wilson lo plantea en el artículo *Architecture of Power Markets (Econometrica, vol. 70, No. 4, July 2002, 1299 – 1340): “I intend my title to convey its double meaning – architecture as a description of the main structural features of a market, and architecture as the professional discipline that designs those features using a body of theory and practical skills.”*

⁶ Stoft, Steven. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press Wiley Interscience, 2002

⁷ Stoft, Ídem

⁸ Robert Wilson en el artículo *Architecture of Power Markets* hace explícito el carácter de esquema de balance del mercado en tiempo – real o *spot*, “*There can be only one spot market for energy, the real – time “balancing market” conducted continuously by the system operator as an integral part of its management of transmission. The spot market is just the first in a cascade of options to balance energy flows and maintain reliability. Offers to adjust energy generation or load are invoked first (thereby altering the spot price), then a hierarchy of reserves ordered by response rates, and finally directives. Exclusive responsibility for technical control of system stability accounts for the operator’s unique role in managing the spot market, and precludes competition from other marker – makers.*” Ver más en: Wilson, Robert. *Architecture of Power Markets*. *Econometrica*, Vol. 70, No. 4, (Jul., 2002), pp. 1299 – 1340.

Commission) planteó a los agentes del mercado el conocido Standard Market Design⁹, California, PJM, New York ISO y New England ISO habían adoptado o estaban adoptando un Sistema de Múltiple Liquidación (*Multi – Settlement System - MSS*)¹⁰. En la Orden Regulatoria por medio de la cual la FERC aceptó los Sistemas de Manejo de Congestión (CMS, por su nombre en inglés) y de Múltiple Liquidación propuestos por el New England ISO, la FERC afirma lo siguiente¹¹:

The [New England] ISO now proposes a multi – settlement system, i.e., a two – settlement system involving a day – ahead market and a real – time market for energy and ancillary services. A day in advanced of operations, prices and scheduled quantities for each product will be established based on day – ahead bids, and binding financial settlements will occur based on these prices and quantities. Separate prices will be determined for real time operations, and a second binding financial settlement will be made based on changes in real time from the day – ahead schedule.⁸ The ISO’s proposed MSS is widely supported and is unopposed. The California, PJM, and New York ISO already operate with multi – settlements systems.

We will approve the proposed MSS framework. The proposal has many benefits, including allowing the ISO and market participants to better plan in advance of real time and eliminating incentives for participants to strategically manipulate bids... (Subrayado fuera de texto)

En la autorización de esquemas de múltiple liquidación como el de New England¹² la FERC ha manifestado que entre sus principales ventajas se incluye la certeza de precio, la flexibilidad de respuesta de la demanda y la oportunidad de hacer ofertas únicamente financieras,

“a multi – settlement system could increase price certainty in that it allow customers ... to lock in the congestion price for a specific reservation”

“[multi – settlement system] would allow buyers a greater opportunity to reduce their loads when prices exceed specified levels, by providing some advanced notice of the price”

“[single settlement] does not provide an opportunity for market participants to enter into financially binding commitments on the basis of the day – ahead bids as would a multi – settlement system.”

⁹ Federal Energy Regulatory Commission, Notice of Proposed Rulemaking, Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design, Docket No. RM01 – 12- 000, July 31 2002, página 26.

¹⁰ *“The operation of both a financially binding day – ahead market in conjunction with financially binding real – time market is also known as a multi – settlement system.”* Federal Energy Regulatory Commission, Notice of Proposed Rulemaking, Docket No. RM01 – 12- 000, 2002, pie de página 127, página 133.

¹¹ Federal Energy Regulatory Commission, Order conditionally accepting congestion management and multi – settlement systems, Junio 28 de 2000, Docket No. EL00 – 62 – 000, 001, 002 y ER00 – 2052 – 000, 001, 002 y 003.

¹² Ver más en New England Power Pool, 85 FERC 61,379, at 62,462 (1998) y New England Power Pool, 87 FERC 61,045, at 61,192 (1999)

Posteriormente, la FERC como parte de la propuesta del Standard Market Design y en particular dentro del modelo que denominó *The New Congestion Management System*, estableció que los ITP (por su nombre en inglés, *Independent Transmission Providers*) debían asignar la escasez de capacidad de transmisión utilizando un sistema de precios. Específicamente estableció la implementación de un sistema de precios nodales para la administración de la congestión (LMP por su nombre en inglés)¹³,

..., we propose to require that all Independent Transmission Providers manage congestion using a system of LMP and Congestion Revenue Rights. Under LMP, the price to transmit energy between any receipt point and delivery point reflects the marginal cost (including the marginal opportunity cost) of such transmission service, and the price of energy at each location reflects the marginal cost (as reflected in participants' bids) of producing energy and delivering it to that location.

Dentro de este contexto, la FERC propone que los ITP operen mercados Day – Ahead y de Tiempo Real para gestionar la congestión. En particular el regulador plantea que los Mercados en Tiempo Real¹⁴ resuelvan desbalances de energía de los participantes del mercado, de forma tal que la exposición de los agentes a partir de sus ofertas y demandas en el Mercado Day – Ahead se valora al precio del Mercado en Tiempo Real de donde resulta la exposición,

*“..., to use real – time markets for energy to resolve energy imbalances. Under the proposal, the transmission customer would be charged the real – time price of energy for any imbalance, i.e., the difference between the energy the transmission customer schedules a day ahead on the system and the amount that it takes off the system in real time. **The real – time price of energy is determined through a security – constrained, bid – based energy market run by the Independent Transmission Provider.** The Independent Transmission Provider uses the bids to select the lowest – cost energy within the operational limitations of the transmission system. These same procedures will be used to resolve imbalances for all users of the transmission system.”*

Por lo anterior, la FERC caracteriza los Mercados Day – Ahead, como vinculantes únicamente a nivel financiero y de tipo *pool*, dada la caracterización física definida en el mismo,

“The Commission also proposes that the Independent Transmission Provider operate a security – constrained, financially binding day – ahead energy market that is operated together with a day – ahead scheduling process for transmission service.¹²⁷ The day – ahead market for energy will allow the Independent Transmission Provider to manage congestion that arises in the day – ahead scheduling process.”

¹³ Federal Energy Regulatory Commission, Notice of Proposed Rulemaking, Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design, Docket No. RM01 – 12- 000, July 31 2002, Página 119.

¹⁴ Federal Energy Regulatory Commission, Ídem, Página 132.

La FERC considera adicionalmente que en el Mercado Day – Ahead se debe ofrecer flexibilidad a los participantes de tal manera que dentro de las ofertas se internalicen riesgos asociados a las características tecnológicas de las plantas de generación y abre el espacio para que la demanda participe en este mercado,¹⁵

The day – ahead energy market is a bid – based market. Sellers submit bids that indicate the quantities of power they will offer for sale in each hour of the next day and the price for that power at each location (node). The price for the power may vary based on the quantities that are offered for sale. The differences in bid prices recognize that a generator’s marginal cost of producing power can vary at different quantity levels because it operates more efficiently at certain output levels than others. Also, at the highest output levels, there may be additional opportunity costs because of an increased risk of a unit outage. Buyers also submit bids indicating the quantities they desire to purchase in each hour of the day. Buyers may also indicate the maximum price they are willing to pay for those quantities.

La característica financiera del Mercado Day – Ahead a la luz de la visión de la FERC se caracteriza por permitir que los participantes del mercado puedan ajustar sus posiciones de acuerdo con las expectativas del mercado y posiciones contractuales. En particular, la FERC es explícita en aclarar que las ofertas y demandas presentadas por los agentes en el Mercado Day – Ahead no deben estar respaldados por recursos de generación o demanda real y su único propósito es promover la convergencia de los precios entre éste y el Mercado en Tiempo – Real, en un proceso dinámico donde se materialicen las oportunidades de arbitraje presentes entre ambos mercados y que evidentemente la FERC espera sean realizados por parte de los participantes, con el propósito de asegurar la convergencia mencionada,

The Commission proposes to require Independent Transmission Providers to allow buyers and sellers to submit purely financial bids, a feature that currently exists in the day – ahead markets run by PJM and New York ISO. These financial bids to buy or sell power are not backed by actual generation resources nor they are backed by actual load. Rather, these transactions are used to bring prices in the day – ahead market and in the real – time market closer together. For example, suppose that the day – ahead price is consistently lower than the corresponding real – time price. Entities may therefore want to submit financial bids to buy energy in the day – ahead market at the lower price, and submit a corresponding bid to sell in the real – time market at the higher price, thereby making a net profit on the two transactions. The additional buyer bids in the day – ahead market would tend to increase day – ahead prices, while the additional supply bids in the real – time market would tend to reduce the real – time prices. The result is that the price differences in the two markets would shrink, as would the profits of sale. This process benefits the market. It helps market participants make better decisions in advance – in the day – ahead time frame – that will

¹⁵ Federal Energy Regulatory Commission, Ídem, Página 133. El pie de página 129, complementa la visión de la FERC de incorporar flexibilidad en las ofertas de los participantes del mercado: “*The bids usually take the form of a bid curve that shows the bid price and quantity between the unit’s minimum output and its maximum output. Usually the prices are relatively flat over the normal operating range of the unit. As quantities approach the maximum output the prices usually increase very rapidly.*”

affect how much electricity they will sell or buy, because the day – ahead price becomes a more accurate gauge of what the real – time price will be.

El carácter financiero de las transacciones en los mercados forward, especialmente de aquellas realizadas en el mercado *Day – Ahead*, promueve la profundización del mercado, en la medida que abre la oportunidad para deshacer posiciones contractuales en las que se prevea pérdidas dadas las condiciones de valoración del mercado, limitando así pérdidas por una exposición particular, lo que en consecuencia reduce los requerimientos de garantía e incentiva la participación de agentes financieros, que en principio son los agentes que dan liquidez al mercado.

Under the Commission’s proposal, buyers are not required to procure energy through the Day – Ahead Energy Market. A load – serving entity may procure all of its power through bilateral transactions, in the transmission provider’s spot markets, or by generating its own power.¹³⁰ However, a load – serving entity may use the day – ahead market if it needs to acquire additional power or the price of power through the day – ahead energy market is lower than the price of power under an existing bilateral contract or the cost of generating its own power. A generator may also buy power through the day – ahead market. It would do this if it could buy the power more cheaply than generating to satisfy a bilateral contract obligation or if a forced outage requires it to procure power to satisfy a contract obligation.

*The Commission proposes to require Independent Transmission Providers to allow buyers and sellers to submit purely financial bids, a feature that currently exists in the day – ahead markets run by PJM and New York ISO. These financial bids to buy or sell power are not backed by actual generation resources nor are they backed by actual load. **Rather, these transactions are used to bring prices in the day – ahead market and in the real – time market closer.***

En este sentido, la FERC considera que la explotación de las posibilidades de arbitraje abiertas por los participantes del mercado, producto de la profundización de éste, resulta beneficiosa al mercado y en asignaciones más eficientes,

For example, suppose that the day – ahead price is consistently lower than the corresponding real – time price. Entities may there want to submit financial bids to buy energy in the day – ahead market at the lower price, and submit a corresponding bid to sell in the real – time market at the higher price, thereby making a net profit on the two transactions. The additional buyer bids in the day – ahead market would tend to increase day – ahead prices, while the additional supply bids in the real – time market would tend to reduce the real – time prices. The result is that the price differences in the two markets would shrink, as would the profits of sale. This process benefits the market. It helps market participants make better decisions in advance – in the day – ahead time frame – that will affect how much electricity they will sell or buy, because the day – ahead price becomes a more accurate gauge of what the real – time price will be.

Adicionalmente para efecto de la formación de precios del mercado, la FERC tiene la visión de un mercado tipo pool, que considera factores operacionales con el fin de establecer que los precios de equilibrio del mercado sean consistentes con la operación del sistema de transmisión,¹⁶

In determining market clearing prices, the Independent Transmission Provider factors in the operational limitations of the transmission capacity, such as congestion and reactive power needs, to ensure that the units that set the market clearing prices are consistent with the transmission system operations (i.e., security – constrained dispatch).¹³¹ Because LMP is used as the congestion management system, the market clearing prices are the prices for energy delivered to each location or node on the system.

Como es evidente de la breve descripción presentada anteriormente, el significado del *Standard Market Design* para la FERC, pasa por una propuesta integral de arquitectura de mercado, que ésta lejos de incorporar un modelo para resolver los problemas que surgen como consecuencia de la presencia de costos no convexos y donde en realidad, el modelo de despacho tipo *pool* es un detalle. La arquitectura de mercado, como ya se mencionó incorpora un Mercado Day – Ahead, un Mercado en Tiempo Real y mercados de servicios complementarios, donde la administración de la congestión de las redes está basada en *Locational Marginal Prices*, conocido como precios nodales. Hay una clara señal de la FERC de promover la profundización del mercado dado el carácter financiero del Mercado Day – Ahead, lo que implica entre otras condiciones, que los agentes participantes exploten las oportunidades de arbitraje entre éste y el Mercado en Tiempo Real, de manera tal que se asegure la convergencia de los precios de estos mercados.

Se puede inferir que la visión de la FERC sobre el tipo de mercado Day – Ahead es de tipo *pool*, esquema se discutirá más adelante y que básicamente es una alternativa para resolver el problema de la presencia de costos no convexos en los mercados eléctricos. En la siguiente sección, se presentará el efecto de esta violación al equilibrio de mercado y el impacto teórico del mismo.

3.1. Costos No Convexos y el Unit Commitment Problem

La teoría económica pronostica que una firma en un mercado competitivo resuelve el nivel de producción óptimo en el punto en el cual el costo marginal es igual al precio del mercado.¹⁷ En este punto, la firma no deja dinero sobre la mesa y tampoco pierde dinero. Lo anterior, como lo afirma James Buchanan¹⁸ no corresponde, en ningún caso, a una regla de oferta de precios por parte de las firmas bajo un esquema competitivo, ni al comportamiento mecánico de una firma para la definición de su estrategia óptima,

¹⁶ Federal Energy Regulatory Commission, Ídem, Página 133.

¹⁷ Pindyck, Robert y Daniel L. Rubinfeld, *Microeconomics*, Seventh Edition, 2009. Pindyck adicionalmente presenta la siguiente aclaración: “**Note that because competitive firms take price as fixed, this is a rule for setting output, not price**”. Página 279.

¹⁸ Buchanan, James M., “opportunity cost.”, *The New Palgrave Dictionary of Economics*. Second Edition. Eds. Steven N. Durlauf and Lawrence E. Blume. Palgrave MacMillan, 2008. *The New Palgrave Dictionary of Economics* Online. Palgrave Macmillan. 01 June 2010 http://www.dictionaryofeconomics.com/article?id=pde2008_O000029 doi:10.1057/9780230226203.1222

*The source of greatest confusion in the analysis of opportunity cost theory lies in the attempted extension of the results of idealized market interaction processes to the definition of rules or norms for decision makers in non – market settings. In full market equilibrium, the separate choices made by many buyers and sellers generate results that may be formally described in terms of relationships between prices and costs. **Under certain specified conditions, prices are brought into equality with marginal costs through the working of the competitive process.** Further, the general equilibrium states described by these equalities are shown to meet certain efficiency norms.*

Prices may be observed; they are objectively measurable. A condition for market equilibrium is equalization of prices over all relevant exchanges for all units of a commodity of service. From this equalization it may seem to follow that marginal costs, which must be brought into equality with price as a condition for the equilibrium of each trader, are also objectively measurable. From this inference is drawn that, if marginal cost are then measured, ‘efficiency’ in resource use can be established independently of the competitive process itself through the device of forcing decision makers to bring prices into equality with marginal costs.

*The whole logic is a tissue of confusion based on a misunderstanding of opportunity cost. The equalization of marginal opportunity cost with price for each trader is brought about by the adjustments made by each trader along the relevant quantity dimension. **The fact that marginal opportunity costs for all traders are al brought into equalization with the relevant uniform price implies only that traders retain the ability to adjust quantities of goods until this condition is met. There is no implication to the effect that marginal opportunity costs are equalized in some objectively meaningful sense independently of the quantity adjustment to price.***

...

***Independently of market choice, there is no means through which marginal opportunity costs can be brought into equality with prices. Hence, any ‘rule’ that directs ‘managers’ in non – market settings to use the cost as the basis for setting price is and must remain without content.** There is, however, a second equally important criticism of the welfare rule that opportunity costs reasoning identifies, quite apart from measurability question. **Even if the first criticism is ignored, and it is assumed that marginal opportunity cost can, in some fashion, be measured, instructions to ‘managers’ to use cost to set price must rely on ‘managers’ to behave, personally, as robots rather than rational utility – maximizing individuals.** Why should a ‘manager’ be expected to follow the rule? Would he not be expected to behave so that marginal cost, that which he faces personally, be brought into equality with the anticipated value of the benefit side of choice? The fact that the ‘manager’ remains in a non – market setting insures that he cannot be the responsible bearer of the utility gains and losses that his choices generate. His own, privately sensed, gains and losses, evaluated either prior to or after choice, must be categorically different from those anticipated for principals before choice and enjoyed and/or suffered by principals after choice.*

El cuestionamiento planteado por Buchanan al entendimiento según el cual los gerentes de las firmas deben utilizar el costo para definir el precio corresponde a una visión de individuos que se comportan como robots y no como individuos racionales que buscan maximizar beneficios, en contradicción con la esencia del análisis de la Teoría de Juegos que de acuerdo con Ken Binmore¹⁹, está interesada en deducir el comportamiento de individuos racionales que toman decisiones en el contexto de un juego,

In game theory, we are usually interested in deducing how rational people will play games by observing their behavior when making decisions in one – person decision problems.

...

To predict what he will do in a game, we need to assume that he is sufficiently rational that the choices he makes in a game are consistent with the choices he makes when solving simple one person decision problems.

Por el supuesto de comportamiento racional de los individuos, en el sentido que maximizan su pago esperado, y tomando en consideración un conjunto de creencias acertadas sobre lo que sus oponentes harán, es que ‘naturalmente’ surge el concepto conocido como Equilibrio de Nash,²⁰

As advanced, however, the postulate of rationality can be understood in the stronger sense of having players maximize their respective expected payoff on the basis of some expectations (or beliefs) about what their opponents will do. If, holding this view of rationality, it is further postulated that the underlying expectations have to be accurate (sometimes, misleadingly labeled as “rational”), the key theoretical concept known as Nash equilibrium arises, it embodies the two following requirements: (1) Players’ strategies must be a best response (i.e. should maximize their respective payoffs), given some well – defined beliefs about the strategies adopted by the opponents; (2) the beliefs held by each player must be an accurate ex ante prediction of the strategies actually played by the opponents.”

De otro lado, el equilibrio de mercado discutido anteriormente, está sustentado sobre el supuesto que la función de costos²¹ es convexa²², y por lo anterior, Stoff plantea se debe proceder con precaución al aplicar conclusiones en un escenario con funciones de costos no convexas²³.

¹⁹ Ver más en Ken Binmore, *Playing for Real: A Text on Game Theory*, Oxford University Press, 2007, Página 13.

²⁰ Ver más en Vega – Redondo Fernando, *Economics and the Theory of Games*, Cambridge University Press, 2003

²¹ “The firm’s cost of output is precisely the expenditure it must make to acquire the inputs used to produce that output. In general, the technology will permit every level of output to be produced by a variety of input vectors, and all such possibilities can be summarized by the level sets of the production function. The firm must decide, therefore, which of the possible production plans it will use. If the object of the firm is to maximize profits, it will necessarily choose the least costly, or cost – minimizing, production plan for every level of output. Note this will be true for all firms, whether monopolists, perfect competitors, or anything

In competitive markets, economics predicts that a market price equal to marginal cost will provide optimal incentives for suppliers and customers in both the short run and long run alike. These economic conclusions are based on the assumption that cost are convex, so it is not obvious that SMC [Short Marginal Cost] pricing will prove optimal for solving problems caused by costs that violate this assumption. It is best to proceed cautiously.

En los mercados de energía eléctrica la presencia de costos no convexos se manifiesta principalmente por la presencia de costos de arranque y parada así como por requerimientos mínimos de generación, que revelan presencia de economías de escala, una característica tecnológica contraria al supuesto de convexidad.²⁴

O'Neil et al (2005) concluyen que la presencia de no convexidad tiene como consecuencia la no existencia de precios que soporten un equilibrio y en consecuencia un potencial desajuste de oferta y demanda,

"It is widely noted that the presence of nonconvexities implies that there will be no linear commodity prices that will support an equilibrium (e.g., Johnson et al., 1997; Madrigal and Quintana, 2000; Hobbs et al., 2001). This lack of prices leads to a potential mismatch of supply and demand that is of concern to the engineers responsible for maintaining system balance and stability, to the economists and market designers who are interested in promoting market efficiency, and to the market participants themselves who are worried about how steps taken to balance supply and demand might affect their outputs and revenues."

Stoft (2002) por su parte identifica tres posibles consecuencias asociadas a la presencia de costos no convexos²⁵: despacho confiable pero ineficiente, confiabilidad decreciente y riesgo financiero para los generadores

"This inefficiency can take 3 forms. Nonconvex costs can cause (1) an inefficient but reliable dispatch, (2) decreased reliability, or (3) financial risks for generators."

Una pregunta puntual, planteada por Stoft y relevante para la discusión es sobre la magnitud del problema generado por la presencia de los costos de arranque y parada. De acuerdo con Stoft este valor correspondería únicamente al 1% o menos del precio de venta final.²⁶

between." Ver más en Geoffrey A. Jehle y Philip J. Reny, Advanced Microeconomic Theory, Addison Wesley Longman, 2001, Pág. 126.

²² *"Properties of the Cost Function: If f is continuous and strictly increasing, then $c(\mathbf{w}, y)$ is: 1. Zero when $y=0$; 2. Continuous on its domain; 3. For all $\mathbf{w} \gg$, strictly increasing and unbounded above in y ; 4. Increasing in \mathbf{w} ; 5. Homogeneous of degree one in \mathbf{w} ; 6. Concave in \mathbf{w} ."* Ver más en Geoffrey A. Jehle y Philip J. Reny, Advanced Microeconomic Theory, Addison Wesley Longman, 2001, Pág. 129

²³ Stoft, Idem.

²⁴ O'Neil et al. Efficient market: clearing prices in markets with nonconvexities, European Journal of Operational Research, 164, 2005.

²⁵ Stoft, Ídem, Página 245.

Para resolver los potenciales efectos derivados de la presencia de costos no convexos, Stoft (2002) plantea una perspectiva que denomina “*The New Unit – Commitment Problem*”. En términos generales, Stoft cambia la perspectiva tradicional para resolver el *Unit – Commitment Problem* de un problema meramente de programación matemática a uno de diseño de mercado²⁷:

*“The old problem asks which units should be committed; the new problem asks what market design will best solve the old problem. The old problem was solved by collecting data on all generators and applying the techniques of mathematical programming. **The new problem might be solved by a market designed to induce generators to voluntarily and accurately provide this same data. The market coordinator could then purchase power from the generators identified by the old algorithm. This is power – pool. A power exchange is an alternative approach which pretends the old problem does not exist.**”*

Con esta aproximación en mente, en la sección 3.2 del documento se discutirá con mayor profundidad las alternativas de diseño de mercado mencionadas por Stoft, *Power Pool* y *Power Exchange*, para resolver el *Unit – Commitment Problem* derivado de la presencia de costos no convexos en el mercado eléctrico, y de manera comparativa se plantearán las ventajas de ambos esquemas.

3.2. Power Pool vs. Power Exchanges como alternativas de tipos de mercados y el Unit – Commitment Problem

Para el diseño de Mercados Day – Ahead puede configurarse hasta 4 alternativas posibles,²⁸ sin embargo, estos han tomado dos formas en particular, *Power Pools* y *Power Exchanges*. Stoft (2002) presenta las características de cada uno, en las definiciones que se citan a continuación, cuya principal diferencia a resaltar, es la realización de pagos laterales en los *Power Pools*, para cubrir los costos no cubiertos por el precio nominal definido por el mercado.

Power Exchanges	Power Pools
<i>An exchange market is a centralized market that does not use side payments. At any given time and location it pays the same price to any generator selling power. It can use multiple rounds of bidding or multipart bids to determine this price and can implement full nodal pricing. Typically, its bids are much simpler than those used by pools, but a centralized market using 20 – part bids but not making side payments would still be an exchange.</i>	<i>A pool is a centralized market that uses “make – whole” side payments to, in effect, pay different prices to different suppliers at the same time and location. These payments are only when an accepted supplier would lose money at its as-bid costs given the pool price. A pool can implement full nodal pricing. It typically uses multipart bids which cover all important aspects of a generator’s operating costs and physical constraints, but a centralized market using two – part bids and making side payments is a pool.</i>

²⁶ Stoft, Ídem, Página 293

²⁷ Stoft, Ídem, Página 289.

²⁸ Stoft (2002) considera cuatro arquetipos de diseño de mercado: *A Power Exchange, A Transmission – Rights Market, A Power Pool y PJM’s Day – Ahead Market*. Power System Economics, Páginas 223 – 224.

Stoft²⁹ aclara que los mercados eléctricos, ya sea que tomen la forma de *exchanges* o *pools*, son operados mediante la realización de subastas, cuya diferencia fundamental en la formación de precio con un contexto de mercado, es que en el segundo, el costo marginal está definido por el precio y en el primero, la formación de precio está basada en el costo marginal. Lo anterior, conduce a escenarios distintos, en la medida que en las subastas, únicamente los vendedores del mercado están involucrados en la interacción estratégica, con niveles distintos de información privada, que genera un entorno de información incompleta³⁰ y en ese sentido, los equilibrios se analizan desde la perspectiva de un juego Bayesiano.

Dentro de éste ámbito, la estrategia óptima de los agentes, independiente de si hay condiciones de competencia u oligopolio, será ofertar por encima de su verdadera valoración³¹, explotando estratégicamente la información privada disponible. Lo anterior, es una sofisticación de lo que Friedrich Hayek había analizado en su artículo *The Use of Knowledge in Society*³²

Today it is almost heresy to suggest that scientific knowledge is not the sum of all knowledge. But a little reflection will show that there is beyond question a body of very important but unorganized knowledge which cannot possibly be called scientific in the sense of knowledge of general rules: the knowledge of the particular circumstances of time and place. It is with respect to this that practically every individual has some advantage over all others in that he possesses unique information of which beneficial use might be made, but of which use can be made only if the decisions depending on it are left to him or are made with his active cooperation.

...

Fundamentally, in a system where the knowledge of the relevant facts is dispersed among many people, prices can act to coordinate the separate actions of different people in the same way as subjective values help the individual to coordinate the parts of his plan.

El sistema de precios entendido como un mecanismo de comunicación de información debe cumplir tres funciones básicas³³

1. Inducir oferta eficiente en el corto plazo
2. Inducir demanda eficiente en el corto plazo

²⁹ Stoft, Steven. Power System Economics. IEEE Press, Páginas, 222 - 223

³⁰ That is, they often take place when relevant pieces of information are not commonly shared by all players. Ver más en Vega – Redondo Fernando. Economic and the Theory of Games. Cambridge University Press, 2003. Página 191.

³¹ Ver más en Alvaro J. Riascos Villegas y Miguel A. Espinosa, Comportamiento Estratégico, Valoración de Recursos y Competencia en Sectores Eléctricos, 2010, Documentos CEDE 006856, Universidad de los Andes, CEDE y Fernando Vega – Redondo, Economic and the Theory of Games. Cambridge University Press, 2003

³² Newmark, Craig (Editor). Readings in Applied Microeconomics: The power of the market, Routledge, 2009.

³³ Stoft, ídem, Pág 280.

3. Inducir inversión eficiente en el corto plazo

De acuerdo con Stoft, la formación de precio entre un *exchange* y un *pool* cumple de distinta forma las funciones planteadas anteriormente, en particular, los pools no cumplen con las funciones 2. y 3.³⁴

Pool prices are neither the prices of Adam Smith, nor those of competitive economics. They are not right for demand side and they are not right for long-run investment. Pool prices are right for the centralized solution of the problem of minimizing short – run production – costs, given an output level that is incorrectly determined when demand is elastic.

This does not mean the pool approach is a bad idea; it simply means that adopting it because it gets prices right would be naïve.

No market design is likely to get the prices exactly right even in theory, so getting them wrong proves little.

Unlike pools, exchanges do not make side payments. As a consequence exchange prices tend to be slightly higher than marginal cost.

While the market has no “market – clearing price” in the classic economic sense, an exchange will have an equilibrium price which typically comes much closer to clearing the market than the pool price.

Del análisis realizado por Stoft se puede identificar varios elementos a partir de la comparación de los dos tipos de diseño de mercado, resaltando entre estos los siguientes:

1. Los equilibrios resultantes de un *pool* y de un *exchange* son definidos como equilibrios de Nash, sin embargo, un *exchange* requieren de submercados adicionales para obtener el balance del mercado.
2. El precio derivado de un *pool* es nominal, en la medida que los pagos a los generadores son diferentes. El precio derivado de un *exchange* es único y lo suficientemente alto para evitar pagos laterales por lo que el precio es superior al costo marginal.
3. Una desventaja de los *pool* es la complejidad, que impone costos de transacción y oportunidades de *gaming*.

Tabla 1 Comparación entre *Power Exchange* y *Power Pool*

<i>Power Exchange</i>	<i>Power Pool</i>
<ul style="list-style-type: none"> • <i>An equilibrium of an exchange market will be defined to be a Nash Equilibrium, ...</i> • <i>Although the exchange’s equilibrium price cannot clear the market, it will tend to come as close as possible in the sense of</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Power pools lack a classic competitive equilibrium. But if bidding is honest, power – pool side payments, together with marginal – cost prices will induce the optimal dispatch. With enough</i>

³⁴ Stoft, ídem, Pág 272.

<p><i>minimizing the gap between competitive supply and competitive demand.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>An exchange sets the market price high enough to cover costs of all accepted bids.</i> • <i>A power exchange has the most difficulty balancing supply and demand because in real time there is no formal bid acceptance process.</i> • <i>There are several possible responses to this problem:</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>First, the problem may not need to be solved</i> • <i>A second approach to balancing is to run an additional exchange which provides more flexibility*</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>The second exchange could be for decrementing generation</i> • <i>Any additional exchanges will provide added flexibility and improve the supply – demand balance.</i> • <i>An additional exchange could be an hour – ahead market or a market for ramping services or operating reserves.</i> • <i>In an exchange approach, there might be several parallel markets, such as one for incremental energy, one for decremental energy, one for reserves, and another for ramping or load – following. Each would attempt to set price to clear the market.</i> 	<p><i>competition between suppliers, bidding should be honest. (This result ignores demand elasticity and long – run incentives).</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Unlike an exchange, a pool does not determine a single market price. Instead, it determines a nominal market price, the pool price, and a set of supplier-specific side payments which, in effect, create a different price for each supplier.</i> • <i>..., a power pool has an advantage because it can control output with more than the pool price.</i> • <i>The average of the individual prices in a pool approximates the price in an exchange, but the nominal pool price is lower and could be much lower</i> • <i>The sole purpose of the multipart bids used by power pools is to overcome problems caused by nonconvex costs.</i> • <i>The pool approach recommends setting the market price equal to marginal cost exactly as if there were no problem and then making side payments to generators who are needed for the optimal dispatch. These payments cover only the costs that marginal – cost prices fail to cover.</i> • <i>The possibility of side payments can help with the fine tuning.</i> • <i>Thus if it needs a generator to start and produce at half of full output, it can set the pool price to the generator’s marginal cost. If the generator has a forward contract that gives it an option on a make – whole side payment, it will know that its startup cost will be covered even when the pool price is insufficient.</i> • <i>Setting the pool price to the generator’s marginal cost is a signal that it will be selling power under the forward contract with the make-whole side payment.</i> • <i>If a power pool has a significant disadvantage, it may be its complexity. This imposes some small transactions costs but more importantly may open the door for gaming possibilities.</i>
---	--

O’Neil et al, advierten, adicionalmente, en particular sobre los *power pools*, que la existencia de una variable adicional de oferta, abre un grado de libertad que puede incentivar comportamientos estratégicos, lo que no es directamente igual a que los agentes puedan ofertar

múltiples parejas de precio – cantidad y de otro lado, que la generación de múltiples equilibrios tiene efectos distributivos del superávit del mercado los cuales deben analizarse para efecto de la implementación,

..., much has been made in the electricity industry about the possibilities for strategic bidding behavior to manipulate prices (e.g., Borenstein and Bushnell, 1999). Adding bidding parameters, such as an integral activity like start – up costs, gives generators another degree of freedom that they can manipulate strategically.

...

Alternative equilibrium prices might lead to different distributions of surplus for market participants under contract T. Given that there is a lot of money at stake in the new electricity markets, where the bidding of nonconvex costs is already taking place, an examination of the distributional consequences and efficiency of alternative equilibria and of suboptimal approaches is of keen interest to those market participants.

La complejidad y oportunidades de *gaming*³⁵ de los *pools* fue objeto de análisis por James Bushnell,³⁶ después del acuerdo alcanzado por la FERC y JP Morgan Ventures Energy Corporation³⁷ por alegatos asociados a la manipulación del mercado por medio de las ofertas realizadas en los mercados eléctricos de California y Midwest desde septiembre de 2010 hasta noviembre de 2012. Dentro de los principales argumentos planteados por Bushnell sobre el funcionamiento de los mercados eléctricos resalta la creciente complejidad del proceso de formación de precio que se ha venido incorporando en el diseño de estos. En particular, resalta Bushnell, la “mejor” solución que depende que todos los participantes revelen los verdaderos costos y capacidades a través de las ofertas que realizan, puede dejar de serla cuando las firmas ofertan los parámetros estratégicamente.

What the Morgan story may say something about is the trend in US markets for increasingly complex price-setting processes. For example, the California market today is way more complex than the one Enron made infamous 12 years ago. Back then, the California power exchange took bids for price and quantity, but not much else. Today, an offer to sell power from a generation unit can contain all sorts of parameters describing what the plant can and cannot do, from the “ramp rates” to a minimum running time. All these parameters are fed into optimization routines such as mixed integer programs in which the system operator theoretically finds the “best” solution for everyone, taking all these operating constraints as given.

³⁵ De acuerdo con Stoft, *gaming* se puede definir como: *An attempt by a market participant to profit by exploiting imperfections or loopholes in the market rules.*

³⁶ Ver más en <http://energyathaas.wordpress.com/2013/08/12/jp-morgan-and-market-complexity/>

³⁷ Ver más en Federal Energy Regulatory Commission. Order Approving Stipulation and Consent Agreement. July 30, 2013.144 FERC, 61,068, Docket Nos. IN11 – 8 – 000 y IN13 – 5 – 000.



The problem is, the “best” solution when everyone is telling the truth about their costs and capabilities can be very different than the solution when firms are strategically bidding those parameters. One aspect of this is the concept of “make-whole” payments. These are intended as a means to compensate inflexible units who may get stuck in the wrong position in order to help the market in small number of hours – like a plant that gets switched on to help meet demand in one hour but can’t be (or says it can’t be) turned off very quickly. Because it is not flexible, that plant may end up still operating (at a loss) even after the price crashes back down again. Make-whole payments are supposed to allow plants to recover these costs if market revenues are not sufficient, to avoid discouraging them from participating during the hours when they are really needed.

Bushnell considera que en el proceso de diseño de los mercados eléctricos y en particular del mecanismo de formación de precio ha imperado el criterio de los ingenieros y una ligera locura por resolver cada una de las complejidades técnicas asociadas a la generación de energía. Considera sin embargo que ésta lógica a diferencia de la congestión en transmisión, donde la congestión es una externalidad del sistema, corresponde a un problema que debe resolverse en la valoración de los agentes.

How did we get here? Unlike say, complex financial securities, these rules are not the concoction of investment bankers with physics training. In other words, the traders themselves did not take the lead on these designs – although they certainly put in their opinions.

This is largely the work of engineers working with the market operators themselves. There was a very legitimate debate about 10 years ago about the pricing of transmission congestion. This was one of the simplifications of early electricity markets. It has been pretty widely acknowledged now that market prices needed to better reflect congestion caused by usage of a network. This is a classic “externality” (congestion imposed on other users) that was not being properly reflected by the old market rules. Fine. We fixed that.

*However, at the same time all sorts of smart computer scientists, electrical engineers, and operations researchers went a little crazy trying to solve every other complexity involved in generating electricity. Plants can’t just ramp up and down instantly. They can’t shut down and start up again right away. Working these kinds of costs into the pricing would lead to more “feasible” solutions that better reflect reality. **The problem with this logic is that these costs, unlike transmission congestion, are all “internal” to the owners of a plant. The fact that a price solution coming out of a computer program didn’t explicitly model them didn’t mean that the costs were not represented in the prices. It’s just that they were the problem of the plant owners, who had to figure out how to best operate their plants to meet the sales orders being produced by the market.***

*The market software does wondrous things, and solves tremendously complicated problems. It’s probably true that having a group of plant owners try to manage these complexities in a decentralized way creates some inefficiencies. But it’s still garbage in – garbage out. **If firms monkey with the complicated parameters that these programs are trying to accommodate, strange things can happen to prices, and especially to the types of side-***

payments earned by JP Morgan. The “best” solution is not always the most complicated one.

La visión de Bushnell está pensada bajo un esquema de mercado tipo *exchange*, sin embargo, como anteriormente lo presentamos, para asegurar que exista un equilibrio, puede requerir que en la arquitectura del mercado se incorpore un submercado adicional que de flexibilidad a los agentes para la gestión de los riesgos que enfrenta o un cambio en el esquema de cierre de la subasta como lo propuso el operador del mercado de Nueva York (NYISO), en el *Hybrid Fixed Block Pricing Rule*.³⁸ Sobre este caso en particular, por las implicaciones y debates conceptuales contenidos en el proceso regulatorio adelantado por NYISO y la FERC, será objeto de un próximo documento de trabajo.

4. Conclusiones

Del análisis conceptual presentado se pueden identificar varios elementos que permiten inferir que el esquema implementado por parte de la Comisión requiere ser revisado, sino complementado con una visión integral de arquitectura de mercado, que en realidad corresponde al ejercicio de la FERC conocido como *Standard Market Design*, y dista de únicamente incorporar un modelo de optimización para resolver los problemas que surgen como consecuencia de la presencia de costos no convexos y donde en realidad, el modelo de despacho tipo *pool* es un detalle dentro de un contexto mayor.

Lo anterior, como es evidente a lo largo de documento, pasa por la necesaria implementación de un esquema de múltiple liquidación, es decir de funcionamiento de los mercados *day – ahead* y de tiempo real, así como por la revisión de las ventajas de los tipos de mercado *pool* y *exchange*. Por el análisis presentado en la Tabla 1 elaborada a partir del análisis realizado por Stoft, los mercados tipo *power exchange* tienen la ventaja de ser realmente transparentes, simples e intuitivos en la formación de precio.

Por la presencia de costos no convexos es que el equilibrio del mercado competitivo debe aplicarse con precaución, y como lo afirma Stoft, los precios derivados de cualquiera de los tipos de mercado, *power pool* o *power exchange*, no corresponden a los precios de Adam Smith o del texto de microeconomía en el cual el precio es igual al costo marginal. Una nota de precaución se ha realizado sobre lo anterior, en el sentido que dicho equilibrio en un mercado competitivo corresponde a una regla de cantidad y no a una regla de precio. Buchanan, adicionalmente aclara, que un participante del mercado no debe actuar como un robot cuando participa en el mercado y Hayek y la teoría de juegos aclara que los precios contienen información privada, lo que convierte el mercado en un juego bayesiano, cuya oferta óptima de precio dista de la oferta de los participantes del costo marginal. Se insiste que en todo caso, que dicha interpretación según la cual los participantes del mercado deben ofertar costos marginales no tiene ningún sustento.

³⁸ Federal Energy Regulatory Commission. Order on Motion to Implement Hybrid Fixed Block Pricing Rule and Requiring Tariff Billing, Acting on Related Requests for Rehearing, and Accepting Preliminary Report. April 26/01, 95 FERC, 61,121.

