



ALTERNATIVAS DE ASIGNACIÓN EN SUBASTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: MINIMIZACIÓN DE COSTOS DE OFERTA VS MINIMIZACIÓN DE PAGOS FINALES

Por:

JUAN FERNANDO RODRÍGUEZ SERRANO



Universidad Industrial de Santander

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES

BUCARAMANGA

2009

Informe Final del Trabajo de Grado en la Modalidad Investigación

**ALTERNATIVAS DE ASIGNACIÓN EN SUBASTAS DE
ENERGÍA ELÉCTRICA: MINIMIZACIÓN DE COSTOS DE
OFERTA VS MINIMIZACIÓN DE PAGOS FINALES**

JUAN FERNANDO RODRÍGUEZ SERRANO

Trabajo de Grado presentado como Requisito
Parcial para optar por el Título de Ingeniero Electricista

Director:

Ph D. RUBÉN DARÍO CRUZ RODRÍGUEZ

Universidad Industrial de Santander
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2009

Dedicatoria

*Este trabajo esta dedicado a nuestro señor y
Dios Jesucristo (Pr. 9.10); a mi familia, y a
todos los compañeros y amigos que con su
apoyo estuvieron presentes en todo
momento.*

Contenido

II	INTRODUCCIÓN.....	2
III	PROCESOS EN LAS SUBASTAS DE LOS MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DÍA SIGUIENTE.....	3
A	PROCESO DE LIQUIDACIÓN.....	3
B	PROCESO DE ASIGNACIÓN	4
	- <i>Opción A: Minimización de costos de oferta o “Bid Cost Minimization” –BCM– ..</i>	4
	- <i>Opción B: Minimización de pagos finales incurridos o “Payment Cost Minimization” –PCM–.....</i>	7
	- <i>Comparación cualitativa.....</i>	8
IV	MODELO MATEMÁTICO	8
2.1	MINIMIZACIÓN DE COSTOS DE OFERTA –BCM–.....	8
2.2	MINIMIZACIÓN DE PAGOS FINALES INCURRIDOS –PCM–.....	9
V	RESULTADOS NUMÉRICOS.....	9
✧	<i>EJEMPLO 1.....</i>	9
✧	<i>EJEMPLO 2.....</i>	11
VI	CONCLUSIONES.....	12
VII	APÉNDICE.....	12
VIII	AGRADECIMIENTOS.....	14
IX	REFERENCIAS.....	14
X	BIOGRAFÍAS.....	15

Lista de Tablas

<i>Tabla 1 Comparación de las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas..</i>	9
<i>Tabla 2 Ejemplo 1: bloque de ofertas en mercados donde se manejen ofertas simples (planas)</i>	10
<i>Tabla 3 Ejemplo 1: Resultados de la minimización de ofertas de costo –PT_BCM. ..</i>	10
<i>Tabla 4 Ejemplo 1: Bloque de ofertas en mercados donde se manejen ofertas complejas.....</i>	10
<i>Tabla 5 Ejemplo 1: Resultados de la minimización de ofertas de costo –UC_BCM... ..</i>	10
<i>Tabla 6 Ejemplo 1: resultados de la minimización de pagos incurridos –PCM.</i>	10
<i>Tabla 7 Ejemplo 1: Comparación del Incremento en el costo total con cada posible combinación de unidades (PT_BCM).....</i>	11
<i>Tabla 8 Ejemplo 1: Comparación del Incremento en el costo total con cada posible combinación de unidades (UC_BCM).</i>	11
<i>Tabla 9 Ejemplo 1: Comparación del Incremento en el costo total con cada posible combinación de unidades.....</i>	11
<i>Tabla 10 Ejemplo 2: Bloque de ofertas complejas presentada por los agentes al operador del Mercado.</i>	11
<i>Tabla 11 Ejemplo 2: Escenarios de demanda.....</i>	12
<i>Tabla 12 Ejemplo 2: Resumen de la liquidación para cada caso de BCM y PCM.</i>	12



Lista de Figuras.

<i>Fig.1 Ciclos on-off de una unidad i en un horizonte de operación.....</i>	<i>4</i>
<i>Fig.2 Subasta de Minimización de Costos de Oferta o "Bid Cost Minimization" –BCM– tipo "Bolsa de Energía" ("Pool Trading" – PT).....</i>	<i>5</i>
<i>Fig.3 Subasta de Minimización de Costos de Oferta o "Bid Cost Minimization" –BCM– tipo "Selección de Unidades" ("Unit Commitment" – UC).....</i>	<i>6</i>
<i>Fig.4 Ejemplo de la Variación de la Demanda Diaria de Electricidad.....</i>	<i>6</i>
<i>Fig.5 Tecnologías de Generación y Costos Marginales.....</i>	<i>6</i>
<i>Fig.6 Función de suministro y demanda.....</i>	<i>7</i>
<i>Fig.7 Minimización de Pagos o "Payment Cost minimization" – PCM.....</i>	<i>7</i>
<i>Fig. 8 Ofertas de generación presentadas por los generadores en el mercado Eléctrico Colombiano (ofertas planas).....</i>	<i>13</i>
<i>Fig. 9 Composición de las ofertas marginales.....</i>	<i>13</i>
<i>Fig. 10. Ordenamiento de las ofertas según su precio.....</i>	<i>14</i>
<i>Fig. 11 Reconciliaciones positiva y negativa.....</i>	<i>14</i>



Resumen Ejecutivo del Trabajo de Grado

Título	ALTERNATIVAS DE ASIGNACIÓN EN SUBASTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: MINIMIZACIÓN DE COSTOS DE OFERTA VS MINIMIZACIÓN DE PAGOS FINALES [†]
Autor	Juan Fernando Rodríguez Serrano [‡] , rodriguezjuanfe@gmail.com
Palabras Claves	Minimización de Costos de Oferta, Minimización de Pagos, Sistemas de Modelado, Restructuración del Sector Eléctrico, Subastas, Bolsa de Energía, Mercado de Energía Mayorista.

Breve Reseña del Proyecto:

En este trabajo de grado se presenta un estudio comparativo de las dos alternativas de asignación en subastas de electricidad que más han atraído la atención de los especialistas: minimización de ofertas de costo y minimización de pagos finales. Este estudio consideró especialmente el efecto de la alternativa de asignación en el valor de las ofertas de precio presentadas por los generadores y su consecuente impacto en el beneficio global. El análisis fue realizado mediante la simulación de estas subastas con casos de prueba (para esto se utilizó el sistema de modelado GAMS –General Algebraic Modeling System–). Se concluyó que la adopción de la alternativa de Minimización de Pagos Finales es una opción viable dentro de una perspectiva de corto plazo, que reduce los precios de la electricidad finalmente pagados por los usuarios al disminuir el riesgo asociado a la incertidumbre en el despacho (costos de arranque y parada) que los generadores considerarían en una oferta simple de precio en una subasta de energía, además del ahorro implícito en el criterio mismo de asignación. Con este trabajo se espera con el desarrollo en del estudio en el campo de los mercados de energía eléctrica, brindando herramientas para su mejoramiento, sistematización y optimización, favoreciendo a los consumidores y promoviendo escenarios con un mayor nivel de competitividad.

[†] Trabajo de grado desarrollado en la modalidad de investigación.

[‡] Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones.
Director: PhD. Rubén Darío Cruz Rodríguez.

Abstract of the undergraduate project

Title	ALTERNATIVAS DE ASIGNACIÓN EN SUBASTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: MINIMIZACIÓN DE COSTOS DE OFERTA VS MINIMIZACIÓN DE PAGOS FINALES [†]
Author	Juan Fernando Rodríguez Serrano [‡] , rodriguezjuanfe@gmail.com
Key Words	Bid-Cost Minimization, Payment Cost Minimization, GAMS, Electricity Deregulation, Auction Mechanism, Power Pool, Wholesale Electricity Markets.

Project Brief

This paper presents a comparative analysis of the two power pool auction options; that have had further attention between specialists; Bid-Cost Minimization and Payment Cost Minimization. It was especially analyzed the effect of the selection criteria of each auction option in the global welfare maximization. The analysis is based on a simulation of some trial examples using GAMS (General Algebraic Modeling System). From this analysis it was concluded that Payment Cost Minimization is a short-run viable option, which minimizes the final electricity prices efficiently while reduce the risk premium assumed for the producer participants.

[†] Final undergraduate Project developed in the research modality.

[‡] Physics Mechanical Engineering Faculty. Electric, Electronic and Telecommunications School. Director: PhD. Rubén Darío Cruz Rodríguez

Alternativas de Asignación en Subastas de Energía Eléctrica: Minimización de costos de oferta VS Minimización de Pagos Finales

Juan Fernando Rodríguez y Rubén Darío Cruz, *Member, IEEE*

Resumen--En este artículo se presenta un estudio comparativo de las dos alternativas de asignación en subastas de electricidad que más han atraído la atención de los especialistas: minimización de ofertas de costo y minimización de pagos finales. Este estudio consideró especialmente el efecto de la alternativa de asignación en el valor de las ofertas de precio presentadas por los generadores y su consecuente impacto en el beneficio global. El análisis fue realizado mediante la simulación de estas subastas con casos de prueba. Se concluyó que la adopción de la alternativa de Minimización de Pagos Finales es una opción viable dentro de una perspectiva de corto plazo, que reduce los precios de la electricidad finalmente pagados por los usuarios al disminuir el riesgo asociado a la incertidumbre en el despacho (costos de arranque y parada) que los generadores considerarían en una oferta simple de precio en una subasta de energía, además del ahorro implícito en el criterio mismo de asignación.

Palabras claves--Minimización de Costos de Oferta, Minimización de Pagos, Sistemas de Modelado, Reestructuración del Sector Eléctrico, Subastas, Bolsa de Energía, Mercado de Energía Mayorista.

I. NOMENCLATURA

CAP_i Costos de arranque-parada de la unidad i [\$];

L_t Demanda para el período t [MW];

$mc_{i,t}$ Costo marginal de corto plazo de la unidad i en el período t [\$/MWh];

$MC_{i,t}$ Costo en el que incurre el sistema por el costo marginal de corto plazo de la unidad de generación i en el período t [\$]/h];

$mo_{i,t}$ Oferta marginal de la unidad i en el período t (esta oferta, además del costo marginal, incluye la percepción del riesgo el agente generador)[\$/MWh];

$mo'_{i,t}$ Oferta marginal de la unidad i en el período t sin considerar el riesgo asociado a la incertidumbre en el programa de generación (costo de arranque-parada) [\$]/MWh];

$MO_{i,t}$ Costo en el que incurre el sistema por la oferta marginal de la unidad de generación i en el período t [\$]/h];

$MO'_{i,t}$ Costo en el que incurre el sistema por la oferta marginal de la unidad de generación i en el período t sin considerar el riesgo asociado a la incertidumbre en el programa de generación [\$]/h];

NON_i Número de ciclos de encendido de la unidad de generación i durante el período de operación que considera el despacho en el mercado¹ ($non_i = 1, 2, \dots, NON_i$);

$P_{i,t}$ Potencia de la unidad de generación i en el período t [MW];

$P_{i,t}^*$ Potencia asignada por el operador del mercado, como resultado de la subasta de energía, a la unidad de generación i en el período t [MW];

$P_{i,t}^{est}$ Potencia estimada por el agente generador para el despacho la unidad de i en el período t y utilizada para determinar su oferta marginal [MW];

P_i^{max} Potencia máxima de la unidad i [MW];

P_i^{min} Potencia mínima de la unidad i [MW];

$PAP_{i,t}$ Porción de los costos de arranque-parada de la unidad i asignados al período t en el despacho realizado por el operador del mercado [\$]/h];

$PAP_{i,t}^*$ Costo en el que incurre el sistema por la porción de los costos de arranque-parada de la unidad i en el período t [\$]/h];

$PAP_{i,t}^{est}$ Porción de los costos de arranque-parada de la unidad i estimados por el agente generador para el período t y utilizados para determinar su oferta marginal [\$]/h];

$\overline{pap}_{i,t}$ Porción de los costos de arranque-parada de la unidad i asignados por MW generado en el período t por el operador del mercado [\$/MWh];

$\overline{pap}_{i,t}^{est}$ Porción de los costos de arranque-parada de la unidad i estimados por el agente generador por MW generado para el período t e incluidos en su oferta marginal [\$/MWh];

Manuscrito recibido 13 de agosto de 2009; avalado por Director del Trabajo 21 de agosto de 2009; aprobado por Calificadores _____.

J. F. Rodríguez es estudiante de Ingeniería Eléctrica de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T) de la Universidad Industrial de Santander (UIS), Bucaramanga. Colombia. (Correo-e: rodriguezjuanfe@gmail.com).

R. D. Cruz es profesor asistente de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T) de la Universidad Industrial de Santander (UIS), A.A. 678, Bucaramanga. Colombia. (Correo-e: rdacruz@uis.edu.co). Código del Trabajo de Grado: 2862.

¹ En Colombia, el período de operación considerado para el despacho del mercado de energía eléctrica es de 24 horas (1 día).

$r_{i,t}$	Prima de riesgo de la unidad i para el período t considerada por el agente generador en su oferta marginal para auto-protegerse de todos los aspectos sobre los que pesa incertidumbre [\$/MWh];
$r'_{i,t}$	Prima de riesgo de la unidad de generación i para el período t sin considerar la incertidumbre en el programa de generación (costo de arranque-parada) [\$/MWh];
TC	Costo total en el que incurriría el sistema [\$/];
TP	Pago total en el que incurriría el sistema [\$/];
Δt	Duración de cada situación de demanda definida para el mercado (una -1- hora para Colombia) [h].
$\sum t_{non_i,t}^{ON}$	Duración del ciclo de encendido <i>non</i> en el cual se encuentra el período t para la planta i determinado por el operador del mercado [h];
$\sum t_{non_i,t}^{ON-est}$	Duración del ciclo de encendido <i>non</i> en el cual se encuentra el período t para la planta i estimado por el agente generador para determinar su oferta marginal [h];
$\mu_{i,t}$	Valor de la función de encendido-apagado de la unidad i en el período t determinado por el operador del mercado [0, 1];
π_t	Precio de bolsa o “ <i>System Marginal Price</i> ”-SMP- en el período t [\$/MWh];
π_i^*	Precio de bolsa o “ <i>System Marginal Price</i> ”-SMP- en el período t resultado de la subasta de energía [\$/MWh];
$\pi_{i,t}^{Recneg}$	Precio de la reconciliación negativa para la unidad de generación i en el período t (<i>definido en el Mercado de Energía Eléctrica en Colombia</i>) [\$/MWh];

II. INTRODUCCIÓN

En muchos de los mercados desregulados de energía eléctrica en el mundo, los agentes generadores envían al operador independiente del mercado/sistema “*ofertas de precio*”² para suministrar energía e incluso servicios complementarios en el mercado inmediato o “spot”³. El operador del mercado realiza entonces una subasta donde, al igualar la generación a la demanda, es posible seleccionar los recursos a comprometer, el nivel de salida de cada uno de estos recursos y además, hallar del precio del mercado⁴[1].

Las transacciones en bolsa son usualmente liquidadas bajo un esquema de precio uniforme universalmente aceptado, llamado “pago al precio de bolsa” (“*Pay-at-SMP*”) [2]. Esto es equivalente a que todas las ofertas de generación seleccionadas

se pagan al valor de la oferta más costosa aceptada para atender la demanda (oferta marginal), mientras que la demanda alimentada es cobrada también a este precio, independientemente de los valores que hayan ofertado cada uno los participantes de la subasta[2],[3].

Para establecer cuáles de las unidades de generación atenderán la demanda y el nivel de potencia de cada una de ellas, en muchos mercados internacionales⁵ los operadores del mercado utilizan una alternativa conocida como “minimización de ofertas de costo” ó “*Bid Cost Minimization*” (BCM) [4]. El principal fin de esta alternativa, es minimizar el costo total en el que incurriría el sistema, bajo un determinado despacho de unidades⁶ que cumpla con todas las restricciones impuestas⁷, si cada unidad fuese remunerada a su precio de oferta [1].

El uso de la “minimización de costos de oferta”, conjuntamente con la liquidación al precio del mercado, se sustenta en la hipótesis de que este representa una buena estrategia para incentivar a los ofertantes a revelar sus verdaderos costos marginales. De esta forma, se considera además que la competencia y el desarrollo del sistema eléctrico se promueven, al mismo tiempo que se obtiene un precio de ejercicio menor [4]. Por otra parte, también se afirma que esta opción propicia de la maximización del beneficio social “*social welfare*” [1], [4]. Sin embargo, esta última aseveración sólo llegaría a lograrse en la medida que los ofertantes revelen realmente en sus ofertas sus costos marginales reales de operación, situación que desafortunadamente no se presenta, según muchos de los resultados arrojados en los análisis realizados en el tema [1].

Con todo esto, algunos autores –[1],[7],[8]– consideran que existe una gran inconsistencia en el diseño de la mayor parte de los mercados existentes. El esquema de asignación por minimización de costos de oferta, no coincide con el criterio de liquidación “pague al precio de bolsa” que es al fin de cuentas la señal que el mercado envía a los agentes y la que estos consideran para ajustar sus decisiones. Como resultado de esta supuesta inconsistencia entre el criterio de asignación y liquidación en las subastas de energía, el pago total en el que incurre el sistema puede ser significativamente mayor que el costo minimizado de ofertas con que se asignó la subasta (“*as-bid auction cost*”) [7]. Para eliminar esta inconsistencia, varios

⁵ Como ejemplo de estos mercados podemos mencionar a Colombia y a los Estados Unidos de América (*Pennsylvania-Jersey-Maryland Interconnection, New York Independent System Operator, Independent System Operator New England, Midwest Independent System Operator, Electric Reliability Council of Texas, y California Independent System Operator*) [1].

⁶ El despacho de unidades es realizado por Operador del Mercado y comunicado a cada agente. Esta información es la que determina cuándo se deben encender “ON” y apagar “OFF” las unidades y las potencias asociadas a cada una de ellas. La frecuencia de realización del despacho (e.g. una o más subastas diarias), el horizonte de operación considerado para el despacho (e.g., mes, semana, día, horas) y la duración de cada situación de demanda (e.g. 1 hora, 0,5 horas, 0,25 horas, etc.) dependen del diseño y las reglas del mercado. Sin embargo, con el propósito de una exposición más simple, en este artículo se considera una subasta realizada diariamente, considerando un horizonte de operación de un día, con situaciones de demanda de una hora, es decir, cada día el operador del mercado define qué unidades estarán encendidas y la potencia que atenderán en cada una de las horas del día siguiente.

⁷ Las restricciones que usualmente se imponen al despacho económico de unidades son: confiabilidad, seguridad, calidad, estabilidad, etc.

² Un agente generador determina su oferta de precio considerando su costo marginal de corto plazo y su percepción del riesgo. La percepción del riesgo puede verse como una prima con la que el generador se protege de los aspectos sobre los que existe incertidumbre.

³ Ya sea mercados en tiempo-real/intradía (*real-time markets*) o mercados del día siguiente (*day-ahead/next-day*).

⁴ Conocido como “*market clearing price*” (MCP) o “precio de bolsa” cuando no se considera la red de transmisión o “*Locational Marginal Prices*” (LMPs) cuando la subasta en el mercado considera de alguna manera la red de transmisión utilizando tarificación nodal-zonal.

estudios ([7]-[10]) han propuesto la utilización de una alternativa de asignación en la subasta que minimiza directamente el costo que implica para el sistema el pago a los agentes generadores, opción que se conoce como “minimización de pagos incurridos” ó “*Payment Cost Minimization*” (PCM).

En Colombia particularmente, según algunos resultados presentados en [6], puede verse cómo algunos generadores, actuando como participantes racionales del mercado⁸, varían considerablemente sus ofertas, lo que ha les ha permitido “*beneficiarse de un aumento en los precios de bolsa jugando dentro de las reglas del mercado*”, trayendo como consecuencia una elevada volatilidad en los precios, situación que afecta directamente los intereses del consumidor[6].

El presente artículo muestra una comparación de las dos alternativas, BCM y PCM, tanto desde el punto de vista cualitativo, resumiendo las principales ventajas y desventajas, como de forma cuantitativa, evaluando en términos monetarios el efecto que puede implicar el uso de cada una de ellas bajo una perspectiva de corto plazo.

Los resultados de este trabajo serán de utilidad para futuras investigaciones, y con ellos se espera contribuir al estudio de los diferentes mecanismos, esquemas, alternativas y demás reglas usadas en los actuales mercados de energía eléctrica, brindando herramientas para su mejoramiento, sistematización y optimización, favoreciendo a los consumidores y promoviendo escenarios con un mayor nivel de competitividad.

A partir de este estudio, se concluye que la minimización de pagos finales incurridos es una alternativa viable en una perspectiva de corto plazo, y que su uso para el proceso de selección de unidades puede llevar finalmente a una disminución significativa de los costos de la electricidad para los usuarios. Esto porque asignar con PCM puede inducir a menores ofertas de precio de los agentes generadores ya que se disminuye el riesgo asociado a la incertidumbre con respecto al programa de generación (costos de arranque y parada) además del ahorro implícito en el criterio mismo de asignación (minimización del precio de bolsa o “*System Marginal Price*” – SMP). Sin embargo es necesario desarrollar estudios más detallados donde se simulen casos reales, se considere competencia imperfecta, se caracterice la percepción del riesgo de los agentes generadores, se ponga esta alternativa en una perspectiva de largo plazo y donde se analice la viabilidad regulatoria para su implantación real.

Este artículo se divide en cuatro secciones principales. En la siguiente sección se explica en que consiste cada una de las alternativas de BCM y PCM que constituyen el objeto de esta investigación. Luego se presenta el modelo matemático de cada alternativa, desde una perspectiva de optimización, en la sección IV. La sección V muestra los resultados de las simulaciones realizadas usando el sistema de modelado

GAMS⁹. En esta parte se presentan dos ejemplos sencillos que permiten ilustrar el problema y donde se proporcionan algunos resultados que en forma comparativa muestran el potencial de la nueva alternativa en términos monetarios (reducción en los pagos incurridos por el sistema).

Finalmente, en la sección VI se establecen las principales conclusiones de este trabajo y se presentan algunas recomendaciones y líneas de desarrollo para posteriores trabajos en esta área.

III. PROCESOS EN LAS SUBASTAS DE LOS MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DÍA SIGUIENTE

El principal propósito de los denominados “mercados de día siguiente” (*day-ahead/next-day power markets*) o “bolsas de energía” es identificar qué “ofertas de generación”¹⁰ se aceptan y la potencia (MW) requerida de ellas por el mercado para un período específico –*proceso de asignación*– además de determinar el precio (\$/MWh) al que se paga a cada agente generador despachado y que ha de pagar la demanda –*proceso de liquidación*–. Estos procesos están estrechamente relacionados por lo que son realizados usualmente por un “operador del mercado” a través de una subasta llevada a cabo una vez al día con un día de antelación.

Este trabajo se centra en la asignación, sin embargo se explica inicialmente el proceso de liquidación, ya que esto ayudará a poner la problemática de la asignación en contexto.

A. Proceso de Liquidación

Los esquemas de liquidación han sido ampliamente estudiados y discutidos en la literatura técnica, destacándose las propuestas de “pago según lo ofertado” –PAB– (“*Pay-as-Bid*”) y “pago al precio del mercado” –PSMP– (“*Pay at System Marginal Price*”) [1].

En el PAB el valor del pago que cada generador recibe por la energía eléctrica generada es el de su oferta en el momento de cierre de la subasta [2].

Por el contrario, el PSMP se basa en que todos los agentes son liquidados a un precio uniforme independientemente del valor de sus ofertas[2], [3]. Este precio es conocido como el precio del mercado o “*System Marginal Price*”–SMP– y se define como el valor de la oferta marginal de generación (última oferta de generación aceptada), que a su vez se sitúa exactamente en el punto donde se interceptan las curvas de demanda y suministro [3].

Existen algunos defensores de cada uno de los esquemas anteriores. Por ejemplo, aquellos que se inclinan por el PAB,

⁹ GAMS (General Algebraic Modeling System, www.gams.com) está específicamente diseñado para modelar problemas de optimización permitiendo la utilización de diferentes “solucionadores” o algoritmos de solución.

¹⁰ Dependiendo de las reglas del mercado las ofertas de generación pueden ser simples o complejas. Una oferta de generación simple (oferta plana) se compone de la oferta marginal (costo marginal mas estimación de riesgo, en \$/MWh) y la capacidad disponible de la unidad (MW). Por otra parte, una oferta compleja esta compuesta por la oferta marginal, los costos de arranque-parada y algunas características técnicas de las unidades de generación (e.g. Máximos y Mínimos operativos). En ambos casos, se supone que el costo marginal refleja el costo variable –de corto plazo– en el que incurrir los agentes por la operación de sus unidades [3].

⁸ El termino “participantes racionales del mercado” hace referencia a los participantes del mercado, que como es de esperarse, centran sus estrategias a aumentar su beneficio producto de su ejercicio legítimo dentro de las reglas del mercado [5].

expresan que su implementación sería beneficiosa y provocaría la reducción de los precios de la electricidad. Su principal argumento es que como a diferencia del PSMP, cada quien es liquidado exactamente al valor de su oferta, entonces la diferencia entre el precio de cada oferta aceptada y el precio marginal dejaría de ser una ganancia de cada agente y se convertiría en un ahorro para los consumidores[2].

En contraparte, los que defienden el PSMP, aseguran que la anterior aseveración es completamente errónea ya que toma por sentado que los agentes generadores ofertarán de igual forma bajo ambos esquemas de liquidación, lo que es completamente improbable, aún en un mercado de competencia perfecta (la oferta de los generadores no esta compuesta únicamente por el costo marginal de las plantas, sino que incluye una componente asociada a la percepción del riesgo, las incertidumbres y el propósito de maximizar las utilidades dentro de las reglas del juego en el mercado, lo que si es afectado por el esquema de liquidación)[2]. De esta forma, el uso del PAB llevaría a la introducción de ineficiencias en el despacho de unidades. Los ofertantes ya no verían ninguna motivación para presentar sus ofertas a precios aproximados a los de sus costos marginales[3]. En vez de esto, se verían obligados a cambiarlas limitándose a pronosticar el SMP para ofrecer inmediatamente por debajo de este valor, con el objetivo de maximizar sus ganancias y cubrir sus costos fijos. Así, algunos participantes con unidades más eficientes, conociendo su ventaja competitiva, podrían sobreestimar el SMP presentando así ofertas mas elevadas, que los llevaría a ser desplazados por unos agentes no tan eficientes pero un tanto más conservadores en sus ofertas[2]. Esta última razón es la que ha llevado a mayoría de los mercados internacionales a inclinarse por la adopción del esquema de liquidación de pago al precio del mercado –PSMP–[1],[3],[4].

Una vez determinada la forma de liquidación, la siguiente pregunta es: ¿Cuál es la forma más adecuada de escoger las unidades que atenderán la demanda en cada intervalo de tiempo? Lo anterior, hace referencia a las alternativas de asignación que son el objeto de estudio de esta investigación, entre las cuales están la minimización de ofertas de costo –BCM– y la minimización de pagos finales incurridos –PCM–.

B. Proceso de Asignación

▪ Opción A: Minimización de costos de oferta o “*Bid Cost Minimization*” –BCM–.

La restructuración del sector eléctrico alrededor del mundo, trajo consigo la creación de mercados competitivos de energía eléctrica (e.g., bolsas de energía o “*pools*”) y el desarrollo de sistemas de intercambios comerciales[5],[9]. Los administradores de estos mercados usan las subastas de energía como mecanismo para seleccionar, entre las ofertas presentadas, los generadores que suplirán la demanda y otros servicios requeridos (e.g., servicios complementarios) [3].

Antes de la restructuración, el mecanismo de asignación manejado por las empresas verticalmente integradas era conocido como enganche/selección de unidades o “*unit*

commitment”¹¹ –UC–[11]. Este es un problema no lineal, sin embargo, se caracteriza por una estructura separable¹², y puede ser resuelto usando descomposición (programación dinámica) y técnicas de programación entera mixta. Así, cada empresa de generación resolvía este problema mediante la recolección de la información característica de cada una sus unidades de generación y aplicando dichas técnicas de programación matemática[1]. Tras la restructuración, el trabajo de asignación es realizado actualmente por los operadores del mercado en las bolsas de energía mediante la minimización de costos de oferta –BCM–[4],[9].

Dependiendo de cómo estén compuestas las ofertas¹⁰, la BCM puede efectuarse de dos formas diferentes. Cuando las ofertas de generación son simples (planas), se utiliza el “*Pool Trading-Based BCM*” y cuando estas ofertas son complejas es usado el “*Unit Commitment-Based BCM*”.

En la BCM tipo “*Pool Trading*”, las ofertas planas de generación (pares cantidad-precio) se disponen de menor a mayor valor –orden de mérito– y en este orden se seleccionan tantas unidades como sea necesario para suplir los requerimientos de demanda. Estas ofertas de costo marginal $mo_{i,t}$ consideran la percepción del riesgo del agente generador, incluyendo la incertidumbre asociada al programa de generación (costos de arranque-parada):

$$mo_{i,t} = mc_{i,t} + r_{i,t} \quad (1)$$

$$r_{i,t} = r'_{i,t} + \frac{PAP_{i,t}^{est}}{p_{i,t}^{est}} \quad (2)$$

$$PAP_{i,t}^{est} = \frac{CAP_i}{\sum_{non_{i,t}}^{ON-est}} \quad (3)$$

Donde el termino $\sum_{non_{i,t}}^{ON-est}$ se calcula con base en la duración del ciclo de encendido *non* en el cual se encuentra el período de operación t (situación de demanda) como muestra la siguiente figura.

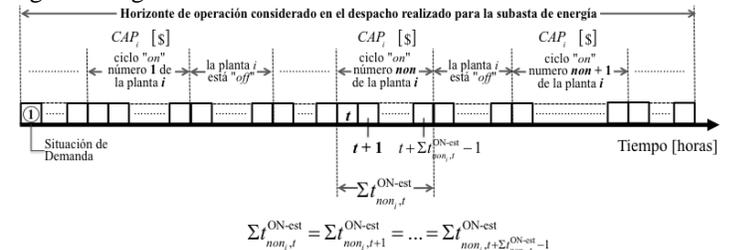


Fig. 1. Ciclos on-off de una unidad i en un horizonte de operación.

¹¹ Se conoce como enganche o selección de unidades (“*Unit Commitment*”) al método usado para determinar cuando encender o apagar las unidades de generación y cómo despachar las mismas para suplir los requisitos de demanda al menor costo, bajo las restricciones que estas puedan presentar en un período de tiempo en particular [4].

¹² Un problema de optimización no lineal es de “estructura separable” y puede ser descompuesto en sub-problemas, si la función objetivo y las restricciones asociadas a la misma son aditivas en las variables de decisión, es decir no existe una relación de productos cruzados entre los términos de la función objetivo [1].

Dada la naturaleza de esta oferta, y bajo el esquema de liquidación uniforme, se considera que el pago recibido por los agentes (SMP por la potencia generada) cubre todos los costos de producción además de la prima que el agente generador haya determinado como conveniente para auto-protegerse de todos los aspectos sobre los que, desde su perspectiva, pese incertidumbre. En un mercado de competencia perfecta, si el agente generador considera que en los análisis realizados para determinar su oferta no existe incertidumbre y desprecia los costos de arranque-parada (o incluso, decide jugarse ya que puede ser desplazado por un competidor) la prima de riesgo es cero, $r_{i,t} = 0$, lo que resultaría en: $mo_{i,t} = mc_{i,t}$.

La otra forma de subasta de minimización de costos de oferta, la BCM tipo "Unit Commitment", resulta en un problema de minimización muy similar al manejado antes de la restructuración, esto es, "enganche/selección de unidades". La diferencia radica que en vez de contar con las funciones de costo de cada unidad, se trabaja con las ofertas de generación complejas¹⁰(que comprenden las ofertas de costo marginal $-mo'_{i,t}$ - y la declaración de los costos de arranque-parada $-CAP_i$ -) [7],[9].

Al declarar por separado los costos de arranque parada, se busca que, en un escenario de competencia perfecta, los agentes generadores disminuyan sus ofertas de costo marginal, al no incluir en la prima de riesgo el valor destinado para cubrir la incertidumbre asociada a dichos costos de arranque. Esto debido a que el operador del mercado garantiza el recaudarlos de acuerdo al resultado del despacho realizado en el momento de asignar la subasta. De esta forma, las ofertas de costo marginal se reducen a:

$$mo'_{i,t} = mc_{i,t} + r'_{i,t} \quad (4)$$

En este último caso, el pago total que cada agente recibe es igual a la suma del pago por energía generada (SMP por la potencia entregada) mas el pago por los costos de arranque asociados a su despacho asignado.

Para explicar de mejor manera el problema de las subastas de minimización de costos y las dos formas como a nivel mundial se realizan, se analizará a continuación una subasta sencilla con cinco (5) agentes generadores participantes (G1-G5) en una situación de competencia perfecta, donde para una situación de operación t , se atiende una demanda de energía inelástica conocida a priori (pronostico de demanda). Por otra parte se desprecian en este ejemplo los servicios complementarios, las restricciones de transmisión y las pérdidas [7], [10].

En el caso del "Pool Trading based BCM" -PT-BCM-, cada generador presenta al operador del mercado un único bloque de ofertas planas $(mo_{i,t})$. La Fig. 2 muestra el resultado de la subasta donde el costo de cada oferta marginal asignada (\$/h) esta representado por el área $MO_{it}(mo_{i,t} \cdot P_{i,t}^*)$. Se seleccionan las unidades G1, G2, G3 y G4, dado que estas presentan la combinación de menor área

bajo la curva de la función de suministro $(MO_{G1} + MO_{G2} + MO_{G3} + MO_{G4})$. Además se muestra el pago por la energía generada, que debido a la forma a como se compone cada oferta, es exactamente igual al pago total incurrido (área OABC).

En este caso hipotético se ilustra claramente la incertidumbre, y por ende el riesgo, al que está expuesto un agente generador al realizar una oferta con respecto al programa de generación. En la Fig. 2 se aprecia que el generador incluyó dentro de su oferta el valor $\overline{pap}_{G4}^{est}$ [\$/MWh] con el que esperaba recaudar en ese período de operación PAP_{G4}^{est} [\$/h] para cubrir sus costos de arranque-parada suponiendo ser despachado al valor previsto (en este caso, su capacidad máxima). Sin considerar cualquier imprecisión en la estimación del programa de generación y sus costos de arranque-parada asociados, en este caso el generador G4 recibe $PAP_{G4}^* = \overline{pap}_{G4}^{est} \cdot P_{G4}^*$ lo que es significativamente inferior a $PAP_{G4}^{est} = \overline{pap}_{G4}^{est} \cdot P_{G4}^{est} = \overline{pap}_{G4}^{est} \cdot P_{G4}^{max}$. Ante esto, el generador tenderá a aumentar su oferta marginal, aumentando ya sea $\overline{pap}_{G4}^{est}$ o r'_{G4} .

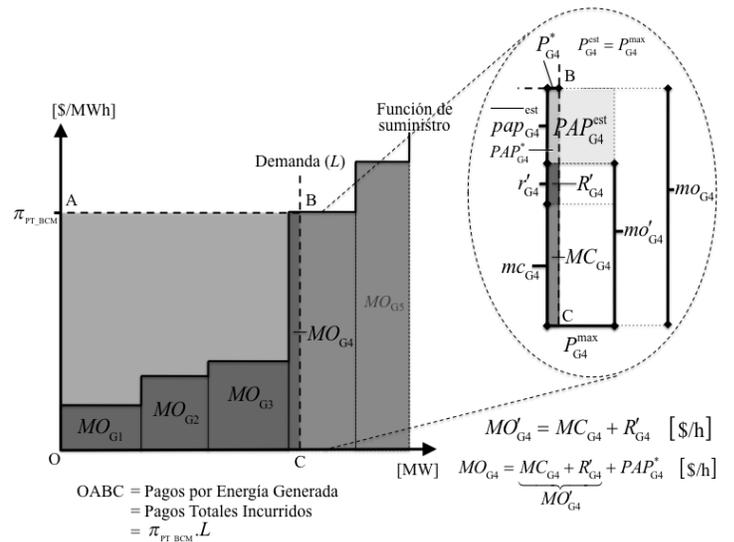
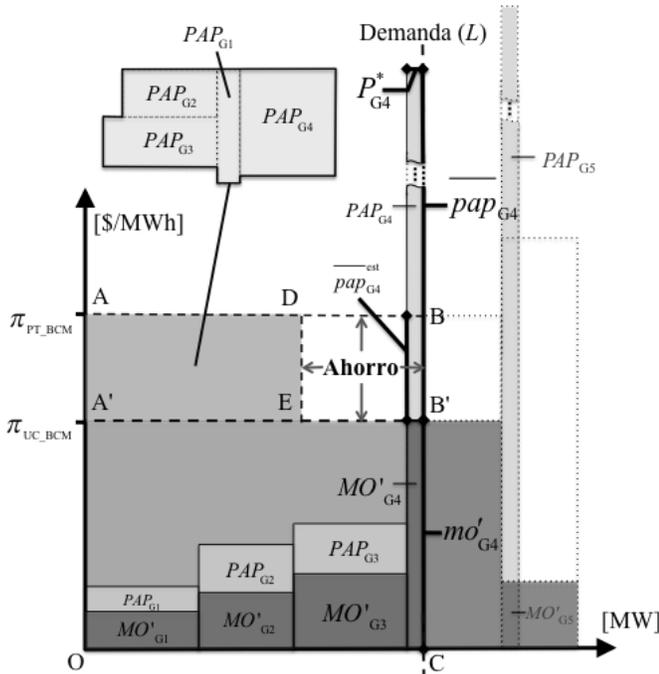


Fig. 2. Subasta de Minimización de Costos de Oferta o "Bid Cost Minimization" -BCM-tipo "Bolsa de Energía" ("Pool Trading" - PT).

En el caso del "Unit Commitment based BCM" -UC-BCM-, cada generador presenta una oferta de generación compleja¹⁰. El operador del mercado ordena de menor a mayor el valor resultante de la suma de $mo'_{i,t}$ y de $\overline{pap}_{i,t}$ hasta satisfacer la demanda. Este último valor (porción de los costos de arranque-parada de la unidad asignados por MW generado en el período) se calcula a partir del despacho realizado por el operador del mercado como sigue:

$$\frac{PAP_{i,t}}{P_{i,t}^*} = \frac{CAP_i}{\sum t_{non,t}^{ON} \cdot P_{i,t}^*} \quad (5)$$

Los resultados del ejemplo de subasta tipo “Unit Commitment based BCM” –UC_BCM– se presentan en la Fig. 3. En este caso fueron seleccionadas también las unidades G1 a G4, pero ahora el pago total esta dado por el área OA'B'C (pago por energía generada) mas la porción de los costos de arranque asignados al período ($PAP_{G1} + PAP_{G2} + PAP_{G3} + PAP_{G4}$). Para comparar estos resultados con los obtenidos con la anterior opción (PT_BCM), los pagos por costos de arranque se agruparon en el área A'ADE. Esto permite verificar que la opción UC_BCM consigue un ahorro en el pago total en el que incurriría en sistema con respecto a la opción PT_BCM.



- OA'B'C = Pagos por Energía Generada
- A'ADE = Pagos por Costos de Arranque y Parada de Plantas
- OADEB'C = Pagos Totales Incurridos (OA'B'C + A'ADE)
- EDBB' = Ahorro alcanzado por el uso de UC_BCM en lugar de PT_BCM

Fig. 3. Subasta de Minimización de Costos de Oferta o “Bid Cost Minimization” –BCM–tipo “Selección de Unidades” (“Unit Commitment” – UC).

La característica que permite el ahorro mencionado está dada por el hecho de que los ofertantes (generadores) presentan al operador del mercado sus ofertas marginales y sus costos de arranque-parada por separado. Esto permite al operador del mercado realizar un despacho económico unidades, lo que bajo un escenario de competencia perfecta, disminuye la prima de riesgo con la que se protegen los agentes de hechos fuera de su control, ya que no tienen que asumir los costos de la incertidumbre de cuantas veces tendrán que arrancar o apagar sus plantas cada día. Por consiguiente,

esta situación provoca una reducción en el valor de cada oferta marginal, lo que lleva a una disminución del pago total asumido por el sistema.

A partir de la Fig. 3 se evidencia que el ahorro en la opción UC_BCM depende de la porción de los costos de arranque-parada por MW generado estimados por la unidad marginal para ser incluidos en su oferta en una subasta tipo PT_BCM. Las unidades marginales son precisamente las que están sujetas a los mayores costos de arranque y parada como se verifica en la Fig. 4, por lo que el potencial de ahorro utilizando UC_BCM es promisorio.

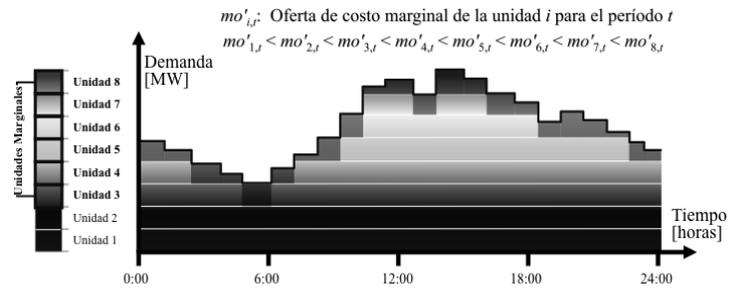


Fig. 4. Ejemplo de la Variación de la Demanda Diaria de Electricidad.

Por otra parte, las unidades marginales son usualmente de tecnologías con altos costos de arranque-parada. Este hecho se ilustra en la Fig. 5.

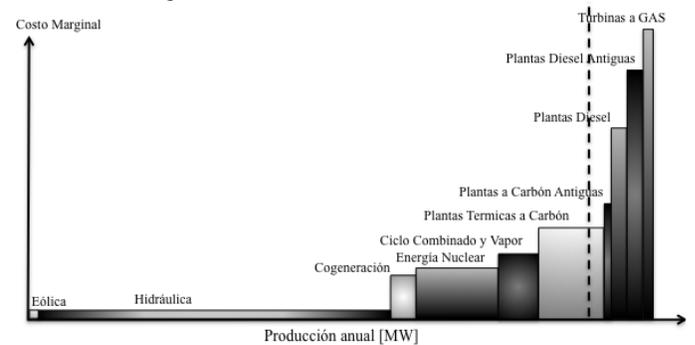


Fig. 5. Tecnologías de Generación y Costos Marginales[26].

En cualquiera de los dos casos anteriormente mencionados (PT_BCM y UC_BCM), el objetivo de la BCM es la minimización de los costos en los que incurría todo el sistema, limitando el trabajo de minimización a encontrar una combinación tal, que el área bajo la curva de la función de suministro sea la menor posible [1] (Fig. 6).

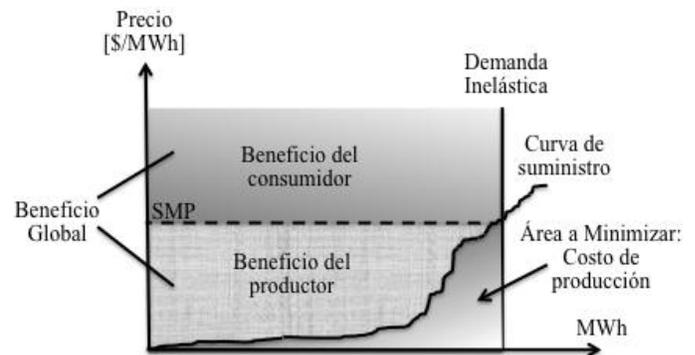


Fig. 6. Función de suministro y demanda [1].

Actualmente, muchos de los mercados internacionales mas

importantes (tales como Inglaterra y Gales, “PJM interconnection” –que comprende Pennsylvania, New Jersey y Maryland–, ó New York Power Pool, entre otros) utilizan esta alternativa como medio de asignación en las bolsas de energía [4],[7],[8],[13]. La principal razón de su adopción, se basa en que permite maximizar el beneficio global¹³ al tiempo que se consigue eficiencia [4],[14]. Sin embargo, existen varios estudios [1],[7],[8],[10],[14],[15] que argumentan que esta asección no es del todo cierta y que en sistemas reales, bajo esta alternativa los precios no son los menores posibles:

“...Concluimos que el objetivo, que es maximizar el beneficio social, incluso si se quisiera, no es alcanzable bajo las reglas actuales de oferta usadas después de la transición del modelo de empresas verticalmente integradas al de una aproximación de mercado, e indudablemente no es alcanzable a través de la minimización de costos de oferta (BCM) usada hoy en día...”[8]

Los diferentes autores aseguran que el error esta en asumir que el mismo diseño del mercado, induce a los generadores a revelar voluntariamente sus verdaderos costos marginales de producción al operador del sistema. Particularmente en [1], se señala la existencia de un estudio donde se concluyó que los vendedores, o presentan ofertas significativamente por encima de sus costos marginales, o no revelan realmente su capacidad de generación. Ese mismo trabajo [1] también afirma que otras dos investigaciones, mostraron que hay evidencia abrumadora de un significativo ejercicio de poder del mercado reflejado en los precios del mercado mayorista de California y que, en el verano del 2000, el gasto de este mercado fue US\$8,98 billones por encima de los US\$2,04 de 1999, donde 59% de ese incremento se debió al ejercicio del poder del mercado [1].

Con todo esto, y como solución al anterior problema, se ha planteado una nueva alternativa, que pretende minimizar directamente los pagos en los que incurrirá el sistema, la cual se explica a continuación.

▪ Opción B: Minimización de pagos finales incurridos o “Payment Cost Minimization” –PCM–.

Esta alternativa supone, a diferencia de la BCM, que incluso con altas ofertas de costo marginal pueden conseguirse bajos precios de electricidad para los consumidores [10], [16]. La opción de PCM no pretende cambiar de forma alguna el esquema de liquidación, es decir, se opta igualmente por el esquema de liquidación aceptado de forma casi que estándar en los mercados de energía y utilizado también en la anterior opción de asignación (BCM), esto es, la liquidación a precio uniforme (PSMP). Sin embargo, sí pretende cambiar la forma de asignación buscando que el esquema de pagos sea un tanto más consistente con la operación realizada al momento de la selección de las unidades [8].

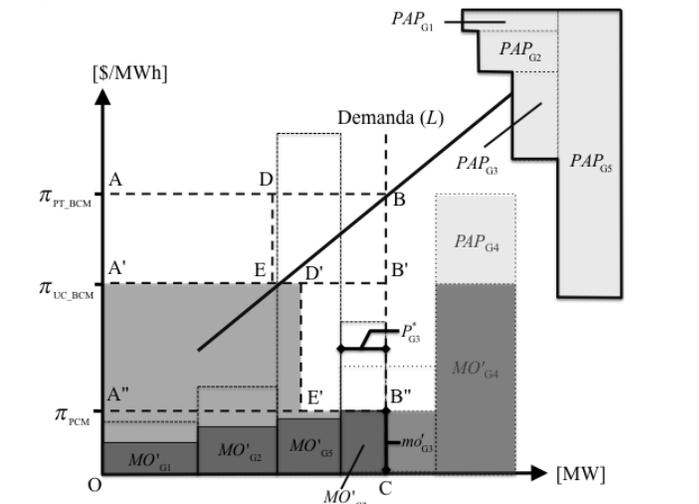
Mientras en la minimización de costos de oferta, el objetivo primordial era la reducción del área bajo la curva de la función de suministro, la PCM se basa en la reducción directa del área

que representa el pago en el que incurre el sistema bajo un despacho de unidades determinado [7].

Si se analiza la situación presentada en el ejemplo anterior, la subasta bajo la alternativa PCM resulta en la selección de las unidades G1, G2, G5 y G3 (Fig. 7). El operador del mercado ordena de menor a mayor las ofertas $mo'_{i,t}$ hasta satisfacer la demanda.

Puede observarse una considerable reducción en los pagos del sistema por energía generada (área OA”B”C) y, si se suman a esta área los costos de arranque asignados al período ($PAP_{G1} + PAP_{G2} + PAP_{G5} + PAP_{G3}$) se concluye que el pago total incurrido es significativamente menor bajo esta opción que en las dos anteriores de BCM.

El éxito de esta alternativa radica en que para efectuar la selección de unidades, se considera el efecto que tiene el esquema de liquidación en el pago final incurrido. Como puede verse en el ejemplo, esto lleva a minimizar de una forma más efectiva el pago total finamente incurrido por el sistema, lo que al fin de cuentas se traduce en una reducción de los precios de la electricidad asumidos por los usuarios. Sin embargo, el anterior fue un ejemplo genérico cualitativo, por lo que con el fin de ilustrar esta conclusión, se presentarán en la sección V algunos resultados cuantitativos a partir dos casos de prueba.



OA”B”C = Pagos por Energía Generada
 A”A”D”E” = Pagos por Costos de Arranque y Parada de Plantas
 OA”D”E”B”C = Pagos Totales Incurridos (OA”B”C + A”A”D”E”)
 Ahorro alcanzado por el uso de PCM en lugar de UC_BCM = A”A”D”E” + E”D”B”B”
 Ahorro alcanzado por el uso de PCM en lugar de PT_BCM = A”ABB”E”D”

Fig. 7. Subasta de Minimización de Pagos o “Payment Cost Minimization” –PCM.

C. Comparación cualitativa.

El potencial de la PCM radica en que para efectuar la asignación se tiene en cuenta la variación que experimenta el precio de bolsa con cada combinación de unidades. Esto la convierte en una alternativa financieramente viable en una perspectiva de corto plazo. Sin embargo, el ahorro logrado para los consumidores se desprende directamente de reducir el pago a los agentes de generación. Por esta razón, algunos expertos en el tema [16], [25] aseguran que aplicar la PCM

¹³ Beneficio Global (“Global Welfare”): Se define en términos microeconómicos como el superávit del consumidor (“Consumer surplus”) mas el superávit del bloque ofertante (“Producer surplus”) [3]. Este es comúnmente utilizado como una medida del beneficio social [4].

puede llevar a remover los incentivos para la inversión en nuevas plantas de generación, lo que terminaría limitando la capacidad del sistema y por último aumentando los precios de la electricidad mucho más que los ahorros logrados. Sin embargo, en algunos países se utilizan incentivos de inversión específicos, como el denominado "cargos por confiabilidad" empleado en Colombia[27], por lo que en tales casos el esquema PCM no tendría que implicar a priori la disminución de los incentivos de inversión.

Además, es importante resaltar que la aplicación de la PCM puede producir un impacto ambiental negativo de gran escala. Mientras la BCM resulta en la selección de las unidades más eficientes desde el punto de vista ambiental¹⁴, que tienen pequeños costos de arranque y altos costos variables; la PCM solo reduce el pago final (en términos monetarios) asociado inmediatamente con la generación de electricidad, sin tener en cuenta la polución provocada por estas unidades. Si los participantes revelan realmente sus costos de producción, el elevado pago ocasionado por el uso de la BCM como alternativa para la selección de unidades, podría verse como el "costo de generar electricidad de una forma ambientalmente eficiente"[7], sin embargo como fue mencionado anteriormente, el hecho de que los agentes revelen de forma voluntaria realmente sus costos marginales de producción es una situación bastante cuestionable [1], [2], [8].

Existen varios defensores de cada una de las alternativas de asignación anteriormente expuestas. El siguiente es un cuadro comparativo que resume las principales ventajas y desventajas de cada una de las mismas.

TABLA I

COMPARACIÓN DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS.

Minimización de costos de oferta(BCM)	Minimización de pagos finales (PCM)
<ul style="list-style-type: none"> Fácil manejo computacional y gran variedad de software disponible. 	<ul style="list-style-type: none"> Problema de programación no lineal entera mixta de estructura no separable; poco desarrollo de software.
<ul style="list-style-type: none"> La minimización de costo no se ve reflejada en el pago final del usuario. 	<ul style="list-style-type: none"> La minimización de pagos se ve directamente reflejada en el pago final incurrido.
<ul style="list-style-type: none"> Incentiva el despacho de las unidades ambientalmente más eficientes¹⁴. 	<ul style="list-style-type: none"> No incentiva despacho de unidades ambientalmente más eficientes¹⁴, solo busca la combinación de menor costo monetario.
<ul style="list-style-type: none"> Favorece al productor así este no revele realmente sus costos de marginales de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> Favorece al consumidor.

IV. MODELO MATEMÁTICO

Una forma sencilla de comprender el modelo que describe el problema de la minimización de pagos incurridos –PCM– es analizando primero la minimización de costos incurridos –BCM–. A continuación se formula matemáticamente la alternativa BCM, mediante su función

¹⁴ Cuando se menciona eficiencia ambiental en este caso, se refiere a aquellas unidades cuya contaminación producida por MW generado es menor, debido a que funcionan con tecnologías que producen una menor polución (hidráulicas, térmicas con tecnologías a gas, o diesel) comparativamente con otras (térmicas a carbón).

objetivo y restricciones asociadas. Posteriormente y en base a este análisis, se da paso al estudio de las ecuaciones que modelan la nueva alternativa propuesta.

A. Minimización de costos de oferta –BCM–.

▪ Función Objetivo

Esta alternativa se basa en la reducción de los costos finales en los que incurriría todo el sistema en general, si se efectuase un determinado despacho de unidades que supla los requerimientos de la demanda [8].

Para esto, cada generador presenta al operador del mercado sus ofertas de generación (que pueden ser simples o complejas¹⁰). Con esta información el operador del mercado determina el costo en el que en el que el sistema incurre por cada una de dichas ofertas, y luego establece la función de minimización, de la siguiente manera [7], [23], [24]:

- En mercados donde se maneje un oferta de generación simple (plana):

- Costo de cada oferta marginal:

$$MO_{i,t} = mo_{i,t} \cdot P_{i,t}^* = \left(mc_{i,t} + r'_{i,t} + \frac{CAP_i}{\sum_{R} \frac{p_{i,t}^{est}}{ON-est} \cdot P_{i,t}^{est}} \right) \cdot P_{i,t}^* \quad (6)$$

- Función de Minimización: BCM tipo "bolsa de energía" o "Pool Trading based BCM" –PT_BCM–:

$$\text{MIN}_{P_{i,t}} TC, \quad TC \square \Delta t \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \left(\frac{mo_{i,t} \cdot P_{i,t}}{MO_{i,t}} \right) \quad (7)$$

- En mercados donde se maneje un oferta de generación compleja:

- Costo de cada oferta marginal:

$$MO'_{i,t} = mo'_{i,t} \cdot P_{i,t}^* = (mc_{i,t} + r'_{i,t}) \cdot P_{i,t}^* \quad (8)$$

- Función de Minimización: BCM tipo "selección de unidades" o "Unit Commitment based BCM" –UC_BCM

$$\text{MIN}_{P_{i,t}} TC, \quad TC \square \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \left(\left(\frac{mo'_{i,t} \cdot P_{i,t}}{MO'_{i,t}} \cdot \Delta t + CAP_i \cdot \neg \mu_{i,t-1} \right) \cdot \mu_{i,t} \right) \quad (9)$$

El término $\mu_{i,t}$ es una variable binaria que determina si en el tiempo t la unidad i es seleccionada o no. Si la unidad es seleccionada (se encuentra encendida), $\mu_{i,t} = 1$; por el contrario si se encuentra apagada, $\mu_{i,t} = 0$ [7],[23],[24]. De esta forma y como es lógico pensar, se eliminan de la sumatoria los costos generación y de arranque de una unidad no despachada.

Además, el termino $\neg \mu_{i,t-1}$ se define como la negación del

valor de $u_{i,t-1}$ para el período anterior al t . Esto último se establece con el propósito de tener en cuenta que se incurre en los costos de arranque si y solo si dicha unidad pasa de un estado apagado (OFF) a encendido (ON) con el fin de suplir la potencia P_i en el instante t .

▪ Restricciones

Las restricciones a las que pueda estar sujeto el problema de minimización, dependen del grado de aproximación y detalle con el que se quiera modelar el mecanismo de la subasta. De acuerdo con los alcances de esta investigación, se estudiará un sistema en el que se consideran condiciones como la competencia perfecta, una demanda completamente inelástica y conocida, condiciones de transmisión ideales (sin pérdidas y sin restricciones de flujo por las líneas), y costos de arranque constantes y completamente compensados. Para este caso las restricciones asociadas a la función objetivo son las que se explican a continuación.).

- Balance de potencia.

La demanda en cualquier sistema eléctrico de potencia no es la misma para cualquier instante, sino que va variando con respecto a las necesidades de los usuarios. Tal característica hace necesario hacer el balance oferta-demanda en los despachos de unidades de cada intervalo de tiempo[23]. Al fin de cuentas, lo que resulta es una restricción para la función objetivo puede modelarse matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$L_t = \sum_{i=1}^I P_{i,t} \quad (10)$$

- Límites de generación máxima y mínima.

Por efectos de fabricación, características intrínsecas y clase de tecnología, cada unidad de generación cuenta con unos límites mínimos y máximos fuera de los cuales su operación no sería económicamente viable o sería físicamente imposible[23]. En algunos mercados donde se manejan ofertas planas (simples) las potencias de las unidades simplemente son declaradas. En otros, donde se manejan ofertas complejas, cada agente generador presenta los valores de generación mínima y máxima de sus unidades, lo que se convierte en la siguiente restricción para la función objetivo:

$$\begin{cases} P_{i,t} = 0, & \text{si } u_{i,t} = 0 \\ P_{i,t}^{\max} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}, & \text{si } u_{i,t} = 1 \end{cases} \quad \begin{cases} i = 1, 2, 3, \dots, I \\ t = 1, 2, 3, \dots, T \end{cases} \quad (11)$$

B. Minimización de pagos finales incurridos –PCM–.

La PCM se basa en que el pago final en el que incurrirá el sistema está inmediatamente relacionado con el precio de liquidación de las unidades –SMP– (para el proceso de asignación se tiene en cuenta el proceso de liquidación), por lo que es directamente introducido como una variable en la función objetivo a minimizar, de la siguiente forma:

$$\text{MIN } TP, \quad (12)$$

$$TP \square \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \pi_t \cdot P_{i,t} \cdot \Delta t + CAP_i \cdot \neg \mu_{i,t-1} \cdot \mu_{i,t}$$

El precio del mercado (SMP) o precio marginal del sistema, se define como el precio de la unidad más costosa aceptada para suplir la demanda (unidad marginal), su cálculo se puede expresar matemáticamente así:

$$SMP = \pi_t = \max \left\{ \left(mo'_{i,t} \cdot \mu_{i,t} \right) \right\} \quad (13)$$

En este caso, las restricciones son las mismas que para el caso anterior de la minimización de ofertas de costo (BCM).

V. RESULTADOS NUMÉRICOS

En esta sección se muestran dos ejemplos que permiten realizar una comparación numérica un tanto más detallada de cada una de las dos alternativas de asignación BCM y PCM. Para su cálculo, fue implementado el modelo matemático en el sistema de modelado GAMS en un computador personal Mobile AMD Sempron667–MHz.

El primero es un ejemplo sencillo, cuyo fin es mostrar de forma paralela los resultados de una subasta utilizando cada una de las alternativas de minimización, para evidenciar el potencial –en ahorro monetario– que representa la alternativa PCM.

El segundo ejemplo es más complejo, cuenta con 25 participantes y 24 escenarios diferentes de carga que representan cada una de las horas del día. En este último puede notarse que en un sistema eléctrico de mayor tamaño – con más participantes y más escenarios de carga– los ahorros pueden llegar a ser bastante significativos.

En ambos ejemplos se consideran condiciones de competencia perfecta, una demanda de energía inelástica y conocida a priori, se desprecian los servicios complementarios, las restricciones del sistema de transmisión y las pérdidas, y se asume que se utiliza un esquema de liquidación uniforme PSMP.

Además, las primas de riesgo asociadas a incertidumbres de otros tipos (no destinadas a cubrir el CAP), que usualmente los generadores añaden a las ofertas marginales, no se tendrán en cuenta ($r'_i = 0$).

A. Ejemplo 1.

Se considera un sistema sencillo compuesto únicamente por cuatro agentes, cada uno de estos con solo una unidad de generación, con las cuales se desea atender dos horas consecutivas de demanda de 120 y 170 [MW]. La TABLA II muestra un bloque de ofertas simples (planas) –potencias máximas y mínimas, y las ofertas marginales– para cada unidad; y además se muestran los parámetros mc_i , CAP_i , \overline{papi} , P_i^{est} los cuales son usados por cada agente para estimar el valor de las ofertas marginales para cada una de sus unidades. En este caso se asume que, para el cálculo de las ofertas marginales mo_i , los participantes con las ofertas 1 y 2

conocen sus ventajas competitivas (no tienen CAP) y estiman que serán despachados en ambas horas y con cada unidad en el máximo operativo; mientras que los generadores de las ofertas 3 y 4 calculan sus ofertas estimando que serán despachados solo una de las horas a tan solo una fracción de la potencia máxima de cada unidad ($P_3^{est} = P_4^{est} = 5$ MW).

Después de calculadas y presentadas las ofertas, en la TABLA III se pueden observar los resultados de la minimización de costos de oferta tipo "bolsa de energía" o "Unit Commitment based BCM" –UC_BCM.

TABLA II

EJEMPLO 1: BLOQUE DE OFERTAS EN MERCADOS DONDE SE MANEJEN OFERTAS SIMPLES (PLANAS).

Demanda: h1=120[MW]							
Oferta N°	mc_i [\$/MWh]	CAP_i [\$/]	\overline{pap}_i [\$/MWh]	P_i^{est} [Mw]	mo_i [\$/h]	P_i^{min} [Mw]	P_i^{max} [Mw]
1	10	0	0	60	10	5	60
2	20	0	0	50	20	5	50
3	80	50	10	5	90	1	25
4	40	4800	960	5	1000	3	15
Demanda: h2= 170 [MW]							
Oferta N°	mc_i [\$/MWh]	CAP_i [\$/]	\overline{pap}_i [\$/MWh]	P_i^{est} [Mw]	mo_i [\$/h]	P_i^{min} [Mw]	P_i^{max} [Mw]
1	15	0	0	60	15	5	80
2	25	0	0	50	25	5	80
3	80	50	10	5	90	1	30
4	45	4800	960	5	1005	3	20

TABLA III

EJEMPLO 1: RESULTADOS DE LA MINIMIZACION DE OFERTAS DE COSTO –PT_BCM–

Hora 1: 120[MW]; SMP: 90 [\$/Mw]; Última oferta aceptada: 3				
Oferta N°	mo_i [\$/MWh]	P_i^* [MW]	$MO'_{i,t}$ [\$/h]	Pagos [\$/]
1	10	60	600	5400
2	20	50	1000	4500
3	90	10	900	900
4	1000	0	0	0
Subtotal hora 1			2500	10800
Hora 1: 170[MW]; SMP: 90 [\$/Mw]; Última oferta aceptada: 3				
Oferta N°	mo_i [\$/MWh]	P_i^* [MW]	$MO'_{i,t}$ [\$/h]	Pagos [\$/]
1	15	80	1200	7200
2	25	80	2000	7200
3	90	10	900	900
4	1005	0	0	0
Subtotal hora 2			4100	15300
Total Costo Minimizado			6600	-
Total Pago Final Incurrido				26100

Sin en lugar de ofertas simples, el mercado maneja ofertas complejas, el bloque de ofertas de estas unidades para las mismas condiciones de demanda es el que se observa en la TABLA IV. En este caso, para cada unidad se presentan las ofertas marginales (mo'_i), los límites de generación mínima y máxima (P_i^{min} y P_i^{max}), y los costos arranque-parada (CAP_i).

Los resultados de la minimización de costos de oferta tipo

"selección de unidades" o "Unit Commitment based BCM" – UC_BCM se muestran en la TABLA V; y los de la minimización de pagos finales incurridos "Payment cost minimization" –PCM– en la TABLA VI.

TABLA IV

EJEMPLO 1: BLOQUE DE OFERTAS EN MERCADOS DONDE SE MANEJEN OFERTAS COMPLEJAS

Demanda: h1=120[MW]				
Oferta N°	mo'_i [\$/MWh]	P_i^{min} [MW]	P_i^{max} [MW]	CAP_i [\$/]
1	10	5	60	0
2	20	5	50	0
3	80	1	25	50
4	40	3	15	4800
Demanda: h2= 170 [MW]				
Oferta N°	mo'_i [\$/MWh]	P_i^{min} [MW]	P_i^{max} [MW]	CAP_i [\$/]
1	15	5	80	0
2	25	5	80	0
3	80	1	30	50
4	45	3	20	4800

TABLA V

EJEMPLO 1: RESULTADOS DE LA MINIMIZACION DE OFERTAS DE COSTO –UC_BCM–

Hora 1: 120[MW]; SMP: 80 [\$/Mw]; Última oferta aceptada: 3				
Oferta N°	mo'_i [\$/MWh]	P_i^* [MW]	$MO'_{i,t}$ [\$/h]	Pagos [\$/]
1	10	60	600	4800
2	20	50	1000	4000
3	80	10	850	850
4	40	0	0	0
Subtotal hora 1			2450	9650
Hora 1: 170[MW]; SMP: 80 [\$/Mw]; Última oferta aceptada: 3				
Oferta N°	mo'_i [\$/MWh]	P_i^* [MW]	$MO'_{i,t}$ [\$/h]	Pagos [\$/]
1	15	80	1200	6400
2	25	80	2000	6400
3	80	10	800	800
4	45	0	0	0
Subtotal hora 2			4000	13600
Total Costo Minimizado			6450	-
Total Pago Final Incurrido				23250

TABLA VI

EJEMPLO 1: RESULTADOS DE LA MINIMIZACION DE PAGOS INCURRIDOS –PCM–

Hora 1: 120[MW]; SMP: 40 [\$/Mw]; Última oferta aceptada: 4				
Oferta N°	mo'_i [\$/MWh]	P_i^* [MW]	$MO'_{i,t}$ [\$/h]	Pagos [\$/]
1	10	60	600	2400
2	20	50	1000	2000
3	80	0	0	0
4	40	10	5200	5200
Subtotal hora 1			6800	9600
Hora 1: 170[MW]; SMP: 45 [\$/Mw]; Última oferta aceptada: 4				
Oferta N°	mo'_i [\$/MWh]	P_i^* [MW]	$MO'_{i,t}$ [\$/h]	Pagos [\$/]
1	15	80	1200	3600

2	25	80	2000	3600
3	80	0	0	0
4	45	10	450	450
Subtotal hora 2			3650	76500
Total Costo Minimizado			10450	-
Total Pago Final Incurrido			17250	

Como se observa en la TABLA II y TABLA IV, ya que las ofertas 1 y 2 son las menores ofertas marginales y además no tienen un costo de arranque parada asociado, estas unidades son seleccionadas por los tres casos con sus máximos de generación para cada situación de demanda.

La suma de la de las potencias de las ofertas 1 y 2 es de 110 [MW] para la hora 1 y 160 [MW] para la hora 2. De esta forma, en ambas horas es necesario recurrir a una tercera unidad para suplir los 10[MW] restantes y así realizar el balance de potencia.

Para establecer qué unidad va a satisfacer la potencia restante, la alternativa BCM se basa en la comparación del costo incremental que implica la escogencia de la unidad 3 ó 4. La TABLA VII muestra el análisis del incremento en el costo realizado bajo la PT_BCM (ofertas simples) y la TABLA VIII el realizado en la UC_BCM.

TABLA VII

EJEMPLO 1: COMPARACIÓN DEL INCREMENTO EN EL COSTO TOTAL CON CADA POSIBLE COMBINACIÓN DE UNIDADES (PT_BCM).

Combinación		Incremento en el costo total [$\$$]
h1	h2	
3	3	1800
3	4	10900
4	3	10950
4	4	20050

TABLA VIII

EJEMPLO 1: COMPARACIÓN DEL INCREMENTO EN EL COSTO TOTAL CON CADA POSIBLE COMBINACIÓN DE UNIDADES (UC_BCM).

Combinación		Incremento en el costo total [$\$$]		
h1	h2	Inc. por Energía [$\$$]	Inc. por CAP [$\$$]	Inc. Total [$\$$]
3	3	1600	50	1650
3	4	1250	4850	6100
4	3	1200	4850	6050
4	4	850	4800	5650

De esta forma, usando la minimización de costos de oferta (BCM) como criterio de selección, en mercados donde se manejen ofertas simples o complejas, se escoge la unidad 3 para atender la demanda restante en las dos horas ya que esta produce el menor incremento en el costo total, el cual para la PT_BCM es de $\{ \$1800 \}$, y para la UC_BCM de $\{ \$1650 = [80*10+80*10] \text{ "Costo de energía"} + [50] \text{ "CAP"} \}$.

El criterio de selección en la alternativa PCM no es el costo que implica la escogencia de una u otra unidad sino el pago que finalmente el sistema tendrá que asumir por su elección. La diferencia fundamental se encuentra en que en la PCM se tiene en cuenta la variación en el precio del mercado –SMP– que implica la selección de cada unidad, buscando en todo momento encontrar la combinación que resulte en el menor pago final incurrido por el sistema. A continuación en la TABLA IX se muestra el incremento en el pago total que implica la sección de cada posible combinación. En este la alternativa

PCM opta por la sección de la unidad 4 para suplir en ambos casos la potencia faltante debido a que esta combinación es la que produce un menor incremento en el pago total $\{ \$11000 = [(40-20)*110 + (45-25)*160] \text{ "Incremento en el pago de las unidades 1 y 2 por la selección de 4"} + [40*10+40*10] \text{ "Pago por energía a la unidad 4"} + [4800] \text{ "CAP"} \}$

TABLA IX

EJEMPLO 1: COMPARACIÓN DEL INCREMENTO EN EL COSTO TOTAL CON CADA POSIBLE COMBINACIÓN DE UNIDADES.

Combinación		Incremento en el pago total [$\$$]		
h1	h2	Inc. por Energía [$\$$]	Inc. por CAP [$\$$]	Inc. Total [$\$$]
3	3	17000	50	17050
3	4	11050	4850	15900
4	3	12200	4850	17050
4	4	6200	4800	11000

Con este sencillo ejemplo puede notarse que el valor de las ofertas marginales se ve altamente afectado según de defina cómo deben estar compuestas estas ofertas de acuerdo con las reglas del el mercado. Además se observa que usando la alternativa PCM se consigue un pago de $\$17250$ en ambos casos comparativamente menor que el de $\$26100$ de la PT_BCM y los $\$23250$ de la UC_BCM; incluso con un costo total de ofertas mayor ($\$10450$ para PCM en comparación con $\$6600$ para PT_BCM y $\$6450$ para UC_BCM).

B. Ejemplo 2.

Se considera ahora un sistema con 25 ofertas de diferentes participantes y 24 escenarios de demanda. El precio de las ofertas de costo marginal, las restricciones de generación máxima y mínima de cada unidad, así como los costos de arranque-parada para cada unidad, se muestran en la TABLA X, de igual forma cada situación de demanda se presenta en la TABLA XI.

Si se supone que la demanda del sistema solo es atendida por unidades térmicas, según el orden mostrado en la tabla, las primeras ofertas que cuentan con un bajo costo marginal y altos costos de arranque pueden representar unidades con tecnologías de generación a carbón. Por otra parte, las ofertas mostradas al final de la tabla representan unidades con tecnologías de generación a Gas o Diesel.

La TABLA XII muestra de forma comparativa el costo total minimizado por la UC_BCM y la liquidación asociada con cada alternativa, así como el ahorro final que puede llegarse a alcanzar al realizar la asignación mediante la minimización de pagos incurridos (PCM).

TABLA X

EJEMPLO 2: BLOQUE DE OFERTAS COMPLEJAS PRESENTADA POR LOS AGENTES AL OPERADOR DEL MERCADO

Oferta	$MO'_{i,t}$ [$\$/MW$]	P_i^{\min} [MW]	P_i^{\max} [MW]	CAP [$\$$]
1	30	100	455	1200
2	34	60	350	1150
3	35	50	300	1100
4	37	30	200	1000
5	40	40	350	350
6	42	40	320	350
7	45	30	240	300
8	47	30	200	300

9	55	20	190	180
10	57	20	180	180
11	58	20	170	175
12	59	20	160	160
13	60	20	150	250
14	62	20	140	200
15	63	20	130	150
16	65	20	125	180
17	66	20	120	140
18	68	20	115	140
19	70	20	110	160
20	75	20	120	250
21	78	20	115	250
22	80	20	110	300
23	90	20	100	50
24	93	15	90	50
25	95	10	80	40

TABLA XI
EJEMPLO 2: ESCENARIOS DE DEMANDA.

Hora	<i>L</i> [MW]	Hora	<i>L</i> [MW]
1	30	13	455
2	34	14	350
3	35	15	300
4	37	16	200
5	40	17	350
6	42	18	320
7	45	19	240
8	47	20	200
9	55	21	190
10	57	22	180
11	58	23	170
12	59	24	160

TABLA XII
EJEMPLO 2: RESUMEN DE LA LIQUIDACIÓN PARA CADA CASO DE BCM Y PCM.

Alternativa	Costo Total minimizado <i>TC</i> [\$]	Pago total incurrido <i>TP</i> [\$]
BCM	3'400.690	5'666.935
PCM	-	4'390.007
Ahorro		1'276.928

Como se puede observar en ambos ejemplos, el uso de la alternativa PCM para la selección de unidades puede resultar en menores pagos para todo el sistema. Esto se debe a que para realizar la selección de unidades, esta alternativa tiene en cuenta el efecto de dicha selección en el precio de bolsa, que es al fin de cuentas el factor que determina el pago final incurrido. También puede notarse que a medida que aumenta la cantidad de participantes y las horas de demanda, el ahorro alcanzado es cada vez más significativo. En el ejemplo 2 puede alcanzarse un ahorro hasta \$1'276.928 que representan el 22.5% del valor total de la energía transada en bolsa a por medio de la subasta.

VI. CONCLUSIONES

Aunque algunos mercados pueden reducir los precios de la electricidad manejando ofertas de generación complejas, (que provocan una reducción en las ofertas de costo marginal, ya que se elimina la prima riesgo estimado por los generadores para cubrir sus costos de arranque) el cambio hacia una

alternativa de asignación PCM permite una reducción aun más significativa de los pagos finales incurridos por el sistema. Con lo anterior se consigue favorecer tanto a generadores (disminuyendo el riesgo que asumen por su participación en el mercado) como a consumidores (disminuyendo los precios finales de la electricidad).

Así como el esquema de liquidación afecta el valor de las ofertas presentadas por los agentes de generación, la alternativa usada para realizar el proceso de asignación también repercute directamente en el comportamiento que los agentes tienen con respecto a dichas ofertas. Esto se debe a que la oferta presentada por los generadores no está compuesta únicamente por el costo marginal de las unidades, sino que incluye una componente subjetiva (calculada de forma libre) asociada a la percepción del riesgo y a las incertidumbres, la cual varía significativamente con estrategias de competencia de cada agente en particular y los intereses de estos por maximizar sus utilidades.

El análisis del mecanismo de bolsa del Mercado eléctrico Colombiano (ver apéndice), permite concluir que en un mercado como este, para aplicar la alternativa PCM sería necesario cambiar la composición de las ofertas presentadas por los agentes de generación de manera que se revelen explícitamente y por separado, sus costos marginales de producción así como sus costos de arranque parada CAP.

La implantación de la alternativa PCM no implica a priori una eliminación de los incentivos para nuevas inversiones, ya que esta alternativa puede ser combinada con estrategias que utilicen incentivos de inversión específicos (como el cargo por confiabilidad usado en Colombia) las cuales son más eficientes y garantizan que los recursos destinados para las nuevas inversiones realmente sí sean utilizados para tal fin.

Para determinar la viabilidad de la aplicación de la PCM en sistemas reales, es necesario realizar investigaciones más detalladas donde se busquen estrategias que permitan la aplicación de la PCM en una perspectiva de largo plazo sin que ésta finalmente se convierta en un perjuicio para los consumidores. De esta forma, podría llegarse a pensar en una combinación de estrategias tanto de corto plazo –con el uso de la PCM–, como de largo plazo con la creación de incentivos que fomenten la inversión –como por ejemplo el cargo por confiabilidad manejado en el mercado eléctrico colombiano–.

Finalmente una de las mayores contribuciones, es que en este trabajo se caracteriza y modela matemáticamente una parte del riesgo asumido por los agentes generadores (destinado a cubrir los costos de arranque-parada) asociado a la incertidumbre que tienen con respecto al programa de generación. Sin embargo es necesario ampliar el estudio a situaciones donde se consideren casos de sistemas eléctricos reales, competencia imperfecta, se caracterice aun más detalladamente la percepción del riesgo de los agentes generadores, se contemple un horizonte de largo plazo y donde se analice la viabilidad regulatoria que implicaría una implantación real de la alternativa PCM.

VII. APÉNDICE: CASO COLOMBIANO

En Colombia, existen dos entes que manejan por separado

la operación del sistema y los intercambios comerciales y la bolsa de energía. La función operador del sistema¹⁵ es mantener la seguridad del sistema interconectado teniendo en cuenta las restricciones de transmisión y estabilidad propias del mismo. Por otra parte, el operador del mercado es quien administra financieramente los intercambios comerciales¹⁶ que pueden presentarse entre las partes de oferta y demanda [17].

El mecanismo usado para administrar mercado de último recurso¹⁷ es la subasta de sobre cerrado donde el proceso de asignación es la minimización de ofertas de costo con ofertas planas (“*Pool Trading – Based BCM –PT_BCM–*”) y el esquema de liquidación es el pago al precio del mercado (precio uniforme) –PSMP–. Además, según las características del mercado, se considera la demanda como completamente inelástica (tomadora de precio), la cual es hallada por medio de un pronóstico de demanda [17], [18].

En el proceso operativo se establece el despacho económico o programa de generación para cubrir la demanda doméstica (nacional) esperada, más las exportaciones y menos las importaciones internacionales[19]. Sin embargo, durante el día se pueden presentar eventos en el sistema que obligan a ajustar el programa inicial, esta modificación se denomina Redespacho¹⁸[19].

Además, con el fin de determinar una remuneración adecuada para el redespacho están establecidas las reconciliaciones, donde se liquidan las desviaciones entre la Generación Ideal¹⁹ y Generación Real [19].

A. Asignación

Para la realizar la asignación mediante la subasta, se tiene que las ofertas presentadas por cada generador son planas y diarias²⁰, y se constituyen en dos componentes: el precio y la

disponibilidad declarada (Fig. 8) [17],[20].

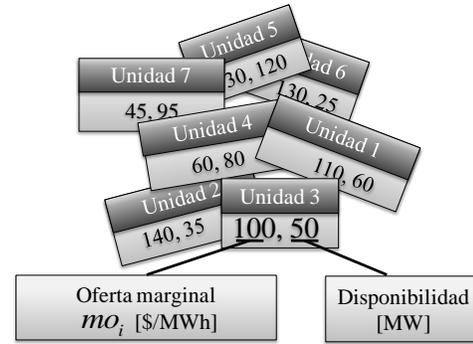


Fig. 8 Ofertas de generación presentadas por los generadores en el mercado Eléctrico Colombiano (ofertas planas).[17],[20].

Este precio de oferta que es tenido en cuenta para realizar la subasta en la bolsa de energía se compone de dos factores que son: los valores de CEE²¹ y FAZNI²²; y las ofertas de costo marginal –Costo Variable, mas una componente de riesgo²³ (Fig. 9) [17].

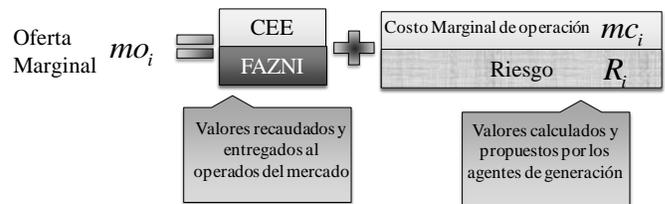


Fig. 9 Composición de las ofertas marginales según la reglamentación establecida por la CREG en el mercado electro colombiano[6], [17].

Los costos variables de plantas termoeléctricas incluyen: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta [19]. Los costos variables de las plantas hidroeléctricas incluyen: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) [19].

En el momento de la selección de unidades (asignación de obligaciones) las ofertas son ordenadas según el precio de

\$/MWh) por cada recurso de generación, y la declaración de disponibilidad correspondiente a la mejor estimación de la disponibilidad esperada (expresada en valores enteros en MW) a nivel horario, para cada unidad generadora -Resolución CREG 024 de 1995-.

²¹ CEE (Costo Equivalente de energía): Es calculado según la resolución CREG 116 de 1996.

²² FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas) - Artículo 81 de la Ley 633 de 2000. El calculo del FAZNI esta dado según la resolución CREG 005 de 2001.

²³ Los generadores que participan en el MEM (Mercado de energía Mayorista) deben presentar ofertas de precio en la Bolsa de energía. “*Dichos precios deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir más una componente de riesgo*”- Resolución CREG 055 de 1999, [19], [21].

¹⁵ El Centro Nacional de Despacho (CND) es el encargado de efectuar la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional - Artículos 33 y 34 de la Ley 143 de 1994 [17].

¹⁶ La liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la Bolsa es realizada por el Administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) -Resoluciones CREG 024 de 1995, 116 de 1998, 070 de 1999, 011 y 066 de 2000-.

¹⁷ Las transacciones en el mercado eléctrico Colombiano se componen de contratos bilaterales -Resolución CREG 024 de 1995-, y transacciones en bolsa, estas últimas se consideran como el mercado de último recurso [17].

¹⁸ Como causas de redespacho se pueden mencionar: la salida de unidades, el aumento de disponibilidad de generación por entrada de unidades en mantenimiento, los cambios de los límites de transferencias ocasionados por modificaciones en la configuración de la red, las variaciones mayores de 20 MW en la demanda y el aumento o disminución de aportes a las centrales filo de agua, el aumento en la disponibilidad declarada por un agente generador por solicitud del CND, cuando este incremento se requiera para aumentar la seguridad en la operación del SIN -Resoluciones CREG 025 y 062 de 1995 y 122 de 1998-[19].

¹⁹ El despacho ideal es realizado posterior a la operación real. Este es el programa de generación que resulta de usar los recursos más económicos hasta cubrir la demanda domestica real, más las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE– (exportaciones como demanda e importaciones como generación), más las pérdidas del STN, teniendo en cuenta la disponibilidad comercial y las características técnicas e inflexibilidades de los generadores y sin considerar restricciones del sistema [19].

²⁰ Las empresas generadoras deben informar diariamente al operador del sistema, una única oferta de precio- Resolución CREG 026 de 2001 y 004 de 2003- para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de

menor a mayor –En orden de mérito–, de esta forma y según el pronóstico de demanda, se determinan las plantas de generación que atenderán la demanda y el precio de bolsa –SMP– (Fig. 10) [18].

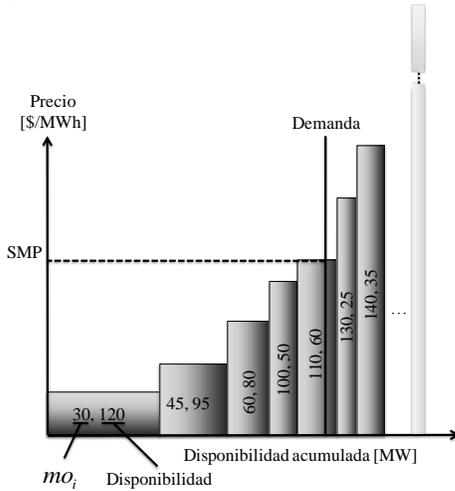


Fig. 10. Ordenamiento de las ofertas según su precio[20].

B. Liquidación

En el proceso de liquidación, los generadores reciben el pago por la generación ideal (programada) al precio de bolsa (Esquema –PSMP–), y las diferencias entre Generación Real e Ideal conocidas como “reconciliaciones” (REC), son liquidadas a otro precio (precio de reconciliación) que es calculado por el administrador del mercado con base en la regulación vigente [21].

Las reconciliaciones negativas son costos asociados con generaciones desplazadas en el despacho real por generaciones de seguridad fuera de mérito o por atrapamientos[21]. En este caso, si la generación real es menor que la ideal el precio de la reconciliación negativa lo paga el agente generador (Fig. 11) y es sencillamente calculado de la siguiente forma²⁴, independientemente del tipo de recurso de generación (hidráulico, térmico a gas, carbón etc.) que incurre en dicha reconciliación [21]:

$$\pi_{i,t}^{\text{Recneg}} = \frac{mo_{i,t} + \pi_i^*}{2} \quad (14)$$

Las reconciliaciones positivas son costos asociados con generaciones de seguridad fuera de mérito [21]. Si la generación real es mayor que la ideal el generador es quien recibe el valor de la reconciliación (Fig. 11) por lo que su valor si depende del tipo de recurso de generación. Para su cálculo se tienen en cuenta aspectos como lo son: los costos de suministro y transporte de combustible (térmicas), costos de operación y mantenimiento, costos de racionamiento (hidráulicas), y los costos de arranque y parada de las unidades

de generación (CAP), entre otros²⁵[21].

$$Rec = G^{real} - G^{ideal}$$

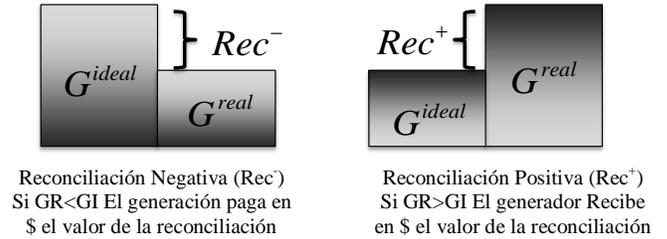


Fig. 11 Reconciliaciones positiva y negativa [21].

Según lo expuesto en la sección III, la minimización de pagos incurridos se basa principalmente en la reducción del área total que representa el pago final acarreado por los usuarios. Es importante destacar que este tipo de optimización solo es posible bajo la premisa de que en las ofertas de generación presentadas por cada agente, se revelen de forma explícita las ofertas de costo marginal y los costos de arranque-parada (ofertas complejas). Como pudo notarse, en el Mercado Eléctrico Colombiano se manejan ofertas planas (simples) donde no se encuentran por separado estos dos términos, por lo que para aplicar la PCM deben ser cambiadas las reglas que establecen cómo se componen las ofertas presentadas.

VIII. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a nuestro señor y Dios Jesucristo (Pr. 9.10); y a las amables contribuciones de los profesores Gilberto Carrillo Caicedo, Gerardo Latorre Bayona y la profesora Liliana Patricia Jaimes Rojas, de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander.

IX. REFERENCIAS

- [1] Joseph H. Yan, Gary A. Stern, Peter B. Luh, Feng Zhao, “Payment versus bid-costminimization in ISO markets,” *The Business scene - IEEE power & energy magazine*, Pag. 24, March/April 2008. Información disponible en la WEB el 26/07/2008 en: <http://www.ieee.org/organizations/pes/public/2008/mar/pesbusiness.html>.
- [2] Alfred E. Kahn, Peter C. Cramton, Robert H. Porter, and Richard D. Tabors “Pricing in the California Power Exchange ElectricityMarket: Should California Switch from Uniform Pricing to Pay-as-BidPricing?” *Blue Ribbon Panel Report*, 2001.
- [3] Daniel Kirshen, Goran Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, John Wiley & Sons, Ltd, 2004.
- [4] Jiang Wu, Xiaohong Guan, Feng Gao, and Guoji Sun, “Social WelfareMaximizationAuctionforElectricityMarketswithElasticDemand,” *SKLMS Lab, MOE KLINNS Laband the Systems Engineering Institute, Xi’an Jiaotong University, Xi’an, Shaanxi 710049, China*, World Congresson Intelligent Control and Automation, IEEE, 2008.
- [5] R. D. Cruz, “Competitive Power Markets,” presentado en el curso Electrical Power Markets, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2007.
- [6] J. Hernández, R. D. Cruz, G. Carillo, “Demanda Residual en la Monitorización de los Precios de Oferta de Generación,” GISEL,

²⁴ El cálculo de las reconciliaciones negativas se realiza según la resolución CREG 034 de 2001.

²⁵ El precio de las reconciliaciones positivas para unidades de generación térmicas e hidráulicas es calculado según la resolución CREG 034 de 2001 y 084 de 2005.

- Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones, universidad Industrial de Santander, Noviembre de 2007.
- [7] Peter B. Luh, William E. Blankson, Ying Cheng, Joshep H. Yan. Gary A. Stern. Shi-Chung Chang, Feng Zhao, "Paymentcostminimizationauctionforderegulatedelectricitymarketsusing surrogateoptimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, May 2006.
 - [8] Gary A. Stern, Joseph H. Yan, Peter B. Luh, William E. Blankson, "What Objective Function Should Be Used for Optimal Auctions in the ISO/RTO Electricity Market?," Dep of Electrical and Computer Engineering, Univ. Connecticut, Storrs, IEEE, 2006
 - [9] Yongjun Ren, "A comparison of Pool Cost and Consumer Payment Minimization in Electricity Markets," Msc. Thesis, Dept of Electrical and Computer Eng. McGill Univ., Montreal, 2001
 - [10] S. Hao, G. A. Angelidis, H. Singh, and A. D. Papalexopoulos, "Consumer payment minimization in power pool auctions," *IEEE TransPowerSyst.*, vol. 13, pp. 986–991, Aug. 1998.
 - [11] Steven Stoft, "Power system economics", John Willey & Sons, Inc., 2002.
 - [12] Jiang Wu, Xiaohong Guan, Feng Gao, Guoji Sun, "Balanced Auction Mechanism for Electric Power Markets," IEEE, 2007
 - [13] The Electricity Pool of Englandand Wales, "An introduction to the pool rules: Issue 2.00," The Electricity Pool of England and Wales, London, U.K., Dec. 1994.
 - [14] J. Alonso, A. Trias, V. Gaitan, and J. J. Alba, "Thermal plant bids and market clearing in an electricity pool: Minimization of costs vs. Minimization of consumer payments," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 4, pp. 1327–1334, Nov. 1999.
 - [15] J. M. Jacobs, "Artificial power markets and unintended consequences," *IEEE Trans. PowerSyst.*, vol. 12, pp. 968–972, May 1997.
 - [16] Carlos Vázquez, Michel Rivier, Ignacio J. Pérez-Arriaga, "Production Cost Minimization versus Consumer Payment Minimization in ElectricityPools," *IEEE TransactionsonPower Systems*, VOL. 17, N°. 1, February 2002.
 - [17] R. D. Cruz, " The Colombian Power Market," presentado en el curso Electrical Power Markets, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2007.
 - [18] Seminario de transacciones en bolsa: "Despacho Ideal," XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., Información disponible en la WEB el 26/07/2008 en: <http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/1DespachoIdeal.pdf>
 - [19] Unidad de Planeación Minero Energética –UPME "Una visión del mercado eléctrico Colombiano," Republica de Colombia Bogotá, Julio del 2004.
 - [20] Seminario: Introducción a la Operación y Administración del Mercado "El Mercado De Energía Mayorista Y Su Administración," XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., 12 de febrero de 2008, Información disponible en la WEB el 26/07/2008 en: [http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/\(2008-2\)MEM.pdf](http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/(2008-2)MEM.pdf)
 - [21] Comisión de regulación de energía y gas (CREG), "Resolución CREG-055 del 24 de junio de 1994", Disponible en la WEB el 26/07/2008 en:[http://domino.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5a7472ed47c925c145256c2c0034184c/\\$FILE/Cr055-94.pdf](http://domino.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5a7472ed47c925c145256c2c0034184c/$FILE/Cr055-94.pdf)
 - [22] Seminario de transacciones en bolsa: "Reconciliaciones", XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., 16 de septiembre de 2008, Información disponible en la WEB el 26/07/2008 en: <http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/4Reconciliaciones.pdf>
 - [23] Allen J. Wood, Bruce F. Wollemborg, *Power generation operation and control*, John Willey & Sons, Inc., 1996.
 - [24] Kankar Bhattacharya, Math H.J. Bollen, Jaap E. Daalder, "Operation of restructured power systems," Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/ London, 2001.
 - [25] Robert L. Borlick, "Share your thoughts," Letters to the editor-IEEE power & energy magazine, Pag. 26, July/August 2008.
 - [26] Source: PetterVegard Hansen, "Inflow uncertainty in a hydropowermarket", Disponible en línea: <http://www.ifn.se/BinaryLoader.axd?OwnerID=5f626d80-5644-4a5b-80fe-a01121c3f510&OwnerType=0&PropertyName=File1&FileName=Petter+NOREL+Stockholm+2008.ppt>
 - [27] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), República de Colombia - Resolución 071. (2006). Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

X. BIOGRAFÍAS



Juan Fernando Rodríguez nació el 2 de agosto de 1986 en Bucaramanga, Colombia. Actualmente es estudiante de ingeniera eléctrica en la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T) de la Universidad Industrial de Santander (UIS).

Su experiencia laboral incluye una pasantía en Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. (ISA) en Medellín, Colombia. Sus intereses profesionales se centran en el estudio de los mercados de energía y el análisis de la operación y mantenimiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica.



Rubén Darío Cruz (M'1997) nació en Bucaramanga, Colombia, el 27 de septiembre de 1972. Cursó los estudios de Ingeniero Electricista en la E³T, obteniendo el título en el año 1996, y de Maestría en Potencia en Potencia Eléctrica, también en la E³T, obteniendo el título en el año 2000. Recibió el título de Doctor en Ingeniería, Área Energía y Termodinámica, por parte de la Universidad Pontificia Bolivariana – UPB en septiembre de 2004. Sus estudios doctorales fueron patrocinados por Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

– ISA. Realizó su pasantía doctoral en "TheUniversityof Texas at Austin" (2002) trabajando junto con el equipo del Profesor Ross Baldick.

Su interés profesional se centra en la investigación de la planeación, operación y monitorización de mercados de energía –modelos de competencia, modelos de planeación de la expansión y nuevas oportunidades de negocio e inversión, modelos de evaluación de la operación y expansión, economía de la electricidad y la prestación de servicios a través de redes (gas, comunicaciones, etc.)– y el estudio de la regulación de mercados de energía.