

# Fuel Contract Acquisition for Economic Operation by the Supply Chain Method

J. de la C. Soto, G. G. Alcaraz, *Senior Member, IEEE*

**Abstract**— The ability to meet the demand for electricity in an electrical power system depends not only on subsystems of generation, transmission and distribution, but also the ability to supply the primary energy sources such as natural gas, oil and coal, since the effects of a contingency in some of the subsystems, including supply networks can propagate and affect the operation of the system in terms of availability and price. Traditionally, the operation of electrical power systems has been developed by omitting supply energy aspects and the use of financial instruments as part of a trade policy. In this work, a comprehensive model, that includes fuels transportation networks, fuel storage and units' maintenance program, able to solve large-scale systems, under a centralized decision-making is developed. The objective is to assess the operation and acquisition of take-or-pay contracts, contracts for differences, and Swaps contracts in the economic operation of electrical power systems. Additionally, generating units CO<sub>2</sub> emission constraints are relaxed through the transference of emissions bonuses.

**Keywords**— CO<sub>2</sub> bonuses, Fuel contract, Supply chain.

## I. INTRODUCTION

LAS redes de abastecimiento de combustible son de vital importancia en la operación y planificación de sistemas eléctricos de potencia. En enero de 2004 al noroeste de Brasil, cuando el operador del sistema despacha 800 MW de una planta de 1,200 MW a Gas Natural (GN), de los cuales solo 400 MW fueron producidos debido a restricciones en la producción y transporte del gas [1]. En septiembre de 2007, se presentó en México una explosión en unos gaseoductos al norte de Veracruz, lo que ocasionó un redespacho en el sistema eléctrico nacional, el cual implicó mayores costos de producción, pero además dejó sin suministro de gas a varias industrias que se abastecían de la misma red de gas. Por lo anterior, la habilidad para satisfacer la demanda de energía en un sistema eléctrico de potencia, depende no solo de los subsistemas de generación, transmisión y distribución, sino también del subsistema de abastecimiento de las distintas formas primarias de energía.

Otro aspecto importante son las restricciones en emisiones de CO<sub>2</sub>, las cuales generalmente presentan un impacto negativo en los costos de producción de electricidad. Actualmente, con el fin de emitir menos gases de efecto invernadero (GEI) se han venido cerrando brechas en este sentido.

Uno de los primeros esfuerzos internacionales con este objetivo fue la cumbre de Río, celebrada en Brasil en 1992 [2]. En ella se acuerda proteger la integridad global del medio ambiente, pero fue hasta 1997 cuando los países miembros de la Convención sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas acordaron en el Protocolo de Kioto (PK) conseguir una reducción del 5 % en las emisiones globales de los GEI sobre los niveles de emisiones de 1990 durante el período 2008-2012 [3]. En 2005, México fue el primer país petrolero de gran dimensión en ratificar el protocolo de Kioto [4].

Un subsistema que generalmente no es considerado pero que forma parte de la cadena de suministro establecida para satisfacer la demanda eléctrica, son las redes de abastecimiento de combustible. Algunos modelos han desarrollado un análisis global para integrar el transporte de combustible en la cadena de suministro. Con la liberación de la industria eléctrica se tienen metodologías desarrolladas en dos vertientes:

- a) Modelos de equilibrio de mercado. Los modelos de equilibrio describen el comportamiento de la economía como el resultado de la interacción entre la oferta y la demanda para cada producto en cada mercado, de manera tal que los precios se ajustan hasta que ambas coincidan. Los siguientes modelos de equilibrio de mercado se enfocan generalmente en horizontes de planeación de largo-plazo. Natural Gas Operations Optimizing System (GRIDNET) es un modelo detallado para los sistemas de GN en los Estados Unidos de América (EUA) desde una perspectiva operacional y de transacciones del gas [5]. El Gas System Analysis Model (GSAM), es otro modelo de mercados de GN en EUA con una representación muy detallada de la oferta, consistente en más de 17,000 reservas de producción con alrededor de 200 variables cada una. Natural Gas Transmission and Distribution Module (NGTDM) simula el equilibrio de precios en el mercado, así como flujos y cantidades utilizando un algoritmo heurístico; versiones previas de NGTDM utilizaban una formulación de programación lineal para estimar el equilibrio del mercado [6]. Estos modelos proporcionan análisis detallados, basados en un supuesto mercado competitivo y abarcan muchos aspectos del sistema de EUA.
- b) Modelos de optimización. Los modelos de optimización que integran redes de abastecimiento de combustible ya sea considerando corto, mediano o largo plazo, se han visto desarrollados desde inicios de esta década [7-14], lo anterior como consecuencia del incremento en la instalación de plantas de ciclo combinado a GN y por la necesidad de obtener esquemas de optimización más robustos en donde sean considerados los medios para el

J. de la C. Soto, Unidad Guadalajara, Zapopan, Jal., México, [jcruz@gdl.cinvestav.mx](mailto:jcruz@gdl.cinvestav.mx)

G. G. Alcaraz, Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Mich., México, [ggutier@itmorelia.edu.mx](mailto:ggutier@itmorelia.edu.mx)

abastecimiento de combustibles como el carbón, petróleo, GN e incluso biocombustibles.

En sistemas eléctricos que se encuentran bajo un esquema centralizado en la toma de decisiones, los modelos de optimización son utilizados para efectos de planeación y operación económica. Estos modelos generalmente integran las redes de abastecimiento de GN y la red eléctrica [8-10, 15-17]. Una de las pocas variaciones entre los modelos desarrollados se presenta en cómo formulan el problema, es decir en [8, 13] desarrollan un modelo lineal entero-mixto en donde se establecen condiciones lineales en ambas redes de transporte y en las características de las unidades de generación, mientras que en [10, 11, 12, 14] efectúan modelos de flujos óptimos en las redes de abastecimiento de GN y en el sistema eléctrico, planteando así un problema de optimización no lineal.

Son muy pocos los modelos reportados en la literatura que realizan consideraciones en el transporte de un combustible distinto al GN. [7, 11] modelan los sistemas de transporte y almacenamiento del combustible utilizado por las unidades de generación, adicionalmente, ambos modelos incluyen consideraciones en las emisiones de contaminantes como un problema de programación lineal.

Referente a restricción de emisiones, desde inicios de la década de los 1990 se presentó un incremento en el desarrollo de trabajos que consideraban emisiones, los cuales fueron impulsados en gran medida por la “declaración de Río”. Los trabajos realizados en control de emisiones generalmente no hacen consideración en la red eléctrica, solo en [7, 11] y [18] se encontró que por medio de aproximaciones lineales fueron consideradas las líneas de transmisión, cabe mencionar que en [18] no son modeladas redes de transporte de combustible. En [19-23] se realizaron modelos simples de despacho económico (sin consideraciones en redes) bajo restricción de emisiones, siendo [22] y [23] problemas de optimización lineal y los tres restantes modelos no lineales.

Otro aspecto importante a considerar en un modelo de integración es la inclusión de contratos de combustible. Los arreglos financieros forman parte del bienestar económico del sistema eléctrico de potencia, ya que si bien no pueden evitar fallas técnicas, a través de ellos se puede compensar económicamente gran parte de las condiciones operativas indeseadas. Los contratos “toma o paga”, han sido utilizados tradicionalmente en el sistema de potencia, sin embargo pocos trabajos han realizado tal consideración en modelos de optimización [10, 24]. El análisis del impacto de la indisponibilidad sobre las decisiones en sus contratos *Forward* de venta de energía de una unidad de generación medida a través de su salida forzada en un mercados de electricidad se muestra en [25], donde se analiza como las salidas forzadas de una unidad afecta la decisión en su contrato *Forward*.

En este trabajo se presenta un modelo integral de cadena de producción de energía eléctrica, problema de optimización no

lineal entero mixto (MINLP), bajo un esquema centralizado en la toma de decisiones, incluye la red eléctrica y redes de transporte de combustibles (carbón, gas natural y petróleo), para evaluar la operación y adquisición de contratos de abastecimiento de combustible en la operación económica del sistema eléctrico de potencia a mediano plazo y corto. El modelo considera almacenamiento del combustible y mantenimientos programados para las unidades de generación y es capaz de analizar sistemas a gran escala. Además, se agregan efectos de aplicar restricción en emisiones de CO<sub>2</sub> para las unidades de generación mediante la adquisición de bonos de Emisiones y la cobertura en precios del combustible mediante contratos toma o paga, Swap y por diferencias. El problema de optimización resultante se resuelve mediante GAMS® utilizando el solver comercial MINOS.

## II. MERCADOS ORGANIZADOS DE ELECTRICIDAD, COMBUSTIBLES Y EMISIONES

Bajo un esquema centralizado en la toma de decisiones, es importante considerar tanto las características del sistema eléctrico como la habilidad para abastecer las distintas formas de energía primaria.

El realizar comercialización dentro de mercados organizados puede traer beneficios económicos, ya que bajo adecuadas políticas comerciales es posible realizar cobertura en el precio de las fuentes primarias de abastecimiento (carbón, petróleo, GN, etc.) e incluso en el precio de venta de electricidad en mercados de energía. Los mercados definen y comercializan contratos de entrega de cualquier tipo de producto o servicio que pueda ser caracterizado en una forma intercambiable [26]. Existen dos tipos de mercados: mercados físicos y mercados financieros. Los mercados físicos son un mercado en donde los productos comercializados son llevados y vendidos para entrega inmediata. Por otro lado un mercado financiero es un mercado para el intercambio de capital y crédito. Mercados de divisas, de capital y de futuros son considerados mercados financieros.

### A. Contratos de productos/servicios energéticos

Un contrato de venta es un acuerdo entre dos personas legales en el cual una de las partes acuerda entregar un producto o servicio a la otra, especificando ciertas condiciones y en retorno de cierta cantidad de dinero (o de otro producto o servicio). Para el caso específico del sector eléctrico los contratos son necesarios para establecer relaciones comerciales entre los diversos participantes del sector [27].

Vendedor y comprador podrían, en teoría, acordar las condiciones de venta al momento de entrega sin necesidad de comprometerse por adelantado firmando un contrato [27]. Esto debido a que ninguna de las partes está obligada a firmar contratos, la utilización de contratos se debe a los beneficios que obtiene cada una de las partes. Estos beneficios se clasifican en los siguientes 3 tipos:

- 1) **Ahorrando costos de transacción.** La firma de un contrato permite reducir los costos de transacción

(negociar, ejecutar y obligar pagos) que surgirían cada vez que el combustible es entregado.

- 2) **Transferencia de riesgo.** La utilización de contratos permite transferir el riesgo de mercado a un tercero siempre y cuando exista un beneficio en esta operación el cual puede producirse cuando el tercero esté dispuesto a cargar con el riesgo o cuando el tercero tiene mayor control sobre la fuente de riesgo.
- 3) **Provisión de incentivos.** Las asimetrías de información se traducen en incerteza para una de las partes, lo que puede provocar que la parte que posee mayor información sobre la fuente de riesgo, pueda sacar provecho de la asimetría. La utilización de contratos permite asegurar que el comportamiento de las partes será eficiente especificando los incentivos para que se comporten de manera deseada.

#### B. Contratos Forward

Un contrato *Forward* es un acuerdo privado entre dos partes, donde ambas se comprometen a comprar o vender un producto en un tiempo futuro  $T$  a un precio determinado  $K$  llamado “precio de entrega”. La entrega física del producto se realiza en la fecha de expiración del contrato. Una de las características principales de este tipo de contrato es que no existe pago al momento de suscribir el acuerdo, éstos se realizan en el momento de la entrega del activo. La principal ventaja de la utilización de un contrato *Forward* es que “fija” el precio de compra/venta del producto [27].

#### C. Contratos Swaps

Un Swap es un tipo de contrato que facilita la cobertura de riesgos. Un contrato Swap consta de dos partes que intercambian una serie de flujos de efectivo en intervalos especificados durante un período especificado [28]. Un contrato Swap equivale en realidad a una serie de contratos *Forward*, donde la suma conocida del contrato Swap corresponde al valor nominal de los contratos *Forward* implícitos [28]. Los pagos de un Swap se basan en una suma de capital acordada. No hay un pago inmediato de dinero y, por lo tanto, el acuerdo Swap en sí mismo no proporciona fondos a ninguna de las partes.

#### D. Contratos por diferencia

El contrato por diferencia (CFD, por sus siglas en inglés, Contract For Difference), es un derivado financiero apalancado cuyos activos pueden ser divisas, materias primas y acciones [29]. En [29] se define apalancamiento como la posibilidad de financiar determinadas compras de productos sin la necesidad de contar con el dinero de la operación en el momento presente. Las transacciones con los contratos CFD permiten comprar o vender un volumen determinado de divisas, materias primas o acciones sin necesidad de disponer de medios que cubran el valor total del contrato, basta con un aseguramiento llamado depósito, que garantice el ajuste de la transacción en el caso de una variación de las cotizaciones de los activos. Los valores básicos de los depósitos son los siguientes: un 1% para los contratos sobre divisas, un 2% y un

3% para los CFD sobre materias primas y acciones, y un 7% para los contratos sobre índices bursátiles.

#### E. Contratos Toma o Paga

Este tipo de contrato se entiende como un contrato en el cual la compañía de generación acuerda emplear una cantidad mínima de combustible durante un período de tiempo (la “toma”), ó si no lo emplea, pagar un cargo mínimo. Esta última cláusula es la parte de “paga” del contrato “toma ó paga” [30].

Un contrato de combustible toma o paga, funciona tal y como un contrato *Forward*, sin embargo los contratos toma o paga han sido utilizados tradicionalmente en la industria eléctrica a diferencia de los *Forward* que se utilizan para la transacción de acciones, divisas, productos, etc.

#### F. Emisiones de CO<sub>2</sub>

El uso de electricidad en la industria es una de las principales fuentes de emisiones de CO<sub>2</sub> en América del Norte (EUA, Canadá y México), casi en igualdad con las emisiones de gas de los sectores agrícola, comercial y residencial combinados. Aunque las emisiones de CO<sub>2</sub> por el uso de electricidad en la industria disminuyeron más de 30 por ciento entre 1980 y 2005 [31], las correspondientes al sector transporte aumentaron casi 50 %, en tanto que las de la generación de electricidad y las refinerías se incrementaron casi 60 % durante el mismo período. Las emisiones totales de gases de efecto invernadero en América del Norte sumaron más de 8,500 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2005.

Alrededor del mundo existen algunos mercados de emisiones tales como: ECX, IFEX, MCEX y el CCX [32-35]. En estos mercados de carbono las industrias comercializan bonos de emisiones, con el fin de que quienes puedan ahorrarse algunas unidades de emisión, es decir, emisiones a las que tenían derecho pero no han utilizado [3], puedan vender su exceso de capacidad a quienes hayan superado sus límites establecidos.

### III. FORMULACION MATEMATICA DEL MODELO INTEGRAL

La operación de un sistema de potencia debe ser planeada en base al uso de modelos que equilibren una reducción entre costo y riesgo. El riesgo en el abastecimiento de combustible es un factor importante para los productores de electricidad, los cuales requieren fuentes confiables de abastecimiento. En el presente trabajo no es cuantificado el nivel de diversificación; sin embargo, son considerados distintos tipos de combustibles. Además la diversidad de combustible puede beneficiar al medio ambiente, evitando emisiones de CO<sub>2</sub>; esto considerando alternativas que incluyen generación eólica, hidroeléctrica, generación basada en hidrógeno y biocombustibles.

La industria eléctrica opera a través de una cadena de producción de electricidad, la cual se extiende de las fuentes primarias de energía (combustibles) hasta los consumidores finales de electricidad. En esta cadena, cada una de las actividades depende de todas las demás. Cada nivel en la cadena de producción requiere de toma de decisiones que

tienen impacto en todo el sistema. Después de la reestructuración, estas actividades operan mediante mercados.

Se tienen los sistemas de transporte de combustible en donde existe estrecha relación entre sus fu

nciones básicas de transporte y almacenamiento con el consumo en las unidades de generación para satisfacer la demanda de electricidad en el sistema eléctrico [7].

El modelo matemático para la programación de unidades térmicas e hidráulicas con unidades de generación bajo contratos de combustible T-O-P, Swap y Por Diferencias, este último mediante un proceso alterno, donde se consideran restricción en emisiones y cuenta con redes de transporte de combustible, es formulado como un problema de optimización donde la función objetivo es minimizar los costos totales de producción de electricidad de las unidades térmicas y los costos por transporte de combustible, es decir:

$$\text{Min}_{\{Pg_{u,r}, CT_{r,s,u}\}} \sum_{r=1}^R \sum_{u=1}^U h C_{u,r} (Pg_{u,r}) + \sum_{r=1}^R \sum_{u=1}^U \sum_{s=1}^S \varphi c_{r,s,u} CT_{r,s,u} \quad (1)$$

donde  $R$  representa el tipo de fuente primaria de abastecimiento (carbón, GN, petróleo y agua),  $U$  es el conjunto de unidades de generación,  $S$  es el conjunto de abastecedores de combustible,  $C_{u,r}(Pg_{u,r})$  es la curva de costos del generador  $u$ -ésimo que utiliza el combustible  $r$ ,  $Pg_{u,r}$  indica la potencia de salida del generador  $u$ -ésimo que utiliza el combustible  $r$ ,  $\varphi c_{r,s,u}$  es el costo del combustible  $r$  transportado del abastecedor  $S$  al generador  $u$ ,  $CT_{r,s,u}$  es el combustible  $r$  transportado del abastecedor  $S$  al generador  $u$ -ésimo y  $h$  son las horas de evaluación en el período.

Las unidades de generación están modeladas a través de un polinomio cuadrático de la forma:

$$C_{u,r}(Pg_{u,r}) = \left(F_r \frac{\$}{\text{MMBtu}}\right) \left(H_{u,r}(Pg_{u,r}) \frac{\text{MMBtu}}{\text{hr}}\right) \quad (2)$$

$$= a + bPg_{u,r} + cPg_{u,r}^2 \frac{\$}{\text{hr}}$$

donde,  $F_r$  es el precio por MMBtu del combustible  $r$ ,  $H_{u,r}(Pg_{u,r})$ , función entrada-salida de la unidad de generación en términos de MMBtu/hr.,  $a$ ,  $b$  y  $c$  representan los términos independientes de la curva entrada-salida mostrada en la ecuación anterior, ya sea en MMBtu/hr o en \$/hr. Para las unidades hidráulicas se utiliza una curva entrada-salida con esta misma forma, sin embargo se encuentra en términos de m<sup>3</sup>/hr, donde al multiplicarla por el valor de cada m<sup>3</sup> de agua, se tiene una función de costos como el resto de las unidades térmicas, pero con significativos menores costos de producción.

La función objetivo se encuentra sujeta a un conjunto de restricciones, tales como:

Balance nodal: se realiza el balance de potencia activa en los nodos del sistema, para satisfacer la demanda de electricidad.

$$\sum_{u=1}^N (Pg_{u,r} - D_u) = B\delta \quad (3)$$

donde  $D_u$  es la demanda en el nodo  $u$ ,  $B$  es la matriz de susceptancias y  $\delta$  es el vector de ángulos de fase nodales.

$$\sum_{u=1}^f h q_{u,r} H_{u,r}(Pg_{u,r}) - q_{TOT} = 0 \quad (4)$$

donde  $q_{u,r}$  es la razón de conversión en término de tipo de combustible / MMBtu,  $q_{TOT}$  es la cantidad de combustible a consumir especificada en el contrato y  $f$  es el conjunto de unidades de generación que se encuentran bajo contrato de combustible T-O-P.

Límites operativos de las unidades de generación: se definen entre una capacidad máxima y mínima para todas las unidades de generación, por medio de:

$$Pg_{u,r}^{Min} \leq Pg_{u,r} \leq Pg_{u,r}^{Max} \quad (5)$$

Límites operativos en líneas de transmisión, son establecidos mediante una capacidad máxima de transmisión de electricidad por:

$$P_{i,j} \leq P_{i,j}^{Max} \quad \forall i, j \in N \quad (6)$$

El balance nodal en la red de transporte de combustible, se representa realizando los balances nodales entre el combustible transportado y el combustible consumido por las unidades de generación.

$$\sum_{r=1}^R \sum_{u=1}^U \sum_{s=1}^S CT_{r,s,u} = \sum_{r=1}^R \sum_{u=1}^U CC_{u,r} \quad (7)$$

donde  $CC_{u,r}$  representa el combustible consumido por la unidad  $u$ -ésima que utiliza el combustible  $r$ .

Los límites operativos en las redes de transporte de combustible se expresan por un máximo en la capacidad de cada línea de transporte:

$$CT_{r,s,u} \leq CT_{r,s,u}^{Max} \quad (8)$$

Los límites en emisiones de CO<sub>2</sub> de las unidades de generación, se encuentran en función de su capacidad y pueden ser modificados según sea la adquisición en bonos de CO<sub>2</sub> como se muestra a continuación:

$$E_{u,r}^{Max} + Eb_{u,r} \geq E_{u,r} \quad (9)$$

donde  $Eb_{u,r}$  indica la compra de bonos de CO<sub>2</sub> de la unidad  $u$ -ésima que utiliza el combustible  $r$ ,  $E_{u,r}$  es la característica entrada-salida en emisiones de las unidades, está en función del siguiente polinomio cuadrático [19-22, 18 y 39] de tal forma que:

$$E_{u,r} = (\alpha + \beta Pg_{u,r} + \gamma Pg_{u,r}^2) \frac{t \text{ de } CO_2}{hr} \quad (10)$$

donde  $\alpha, \beta$  y  $\gamma$  conforman los parámetros independientes de la función entrada-salida de la unidad de generación.

El problema descrito anteriormente puede ser planteado nuevamente en una formulación multiperiodo para extender el horizonte de estudio y considerar restricciones de almacenamiento. Para el sistema de abastecimiento de combustible se tiene la siguiente representación:

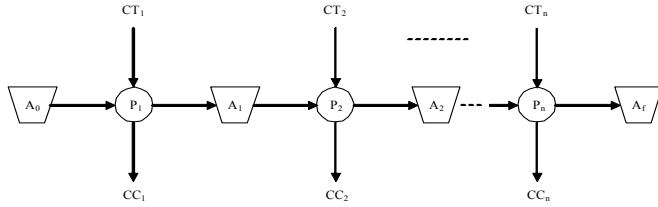


Figura 1. Representación multiperiodo de la operación de una unidad de generación.

Para el primer período se cuenta con un almacenamiento inicial “ $A_0$ ” en donde la unidad de generación es abastecida por el combustible transportado “ $CT_1$ ”, en el mismo período existe combustible consumido “ $CC_1$ ” por la unidad de generación y se fija determinada una cantidad para su almacenamiento en  $A_1$  para iniciar el período 2. Entonces la formulación multiperiodo del modelo anterior, incluyendo minimización en costos de almacenamiento, resulta de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \sum_{u=1}^U h_t C_{u,r,t} (Pg_{u,r,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \sum_{u=1}^U \sum_{s=1}^S \phi c_{r,s,u} CT_{t,r,s,u} \\ & + \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \sum_{u=1}^U Alm_{u,r,t} \phi a_{r,s,u} + \xi_{u,t} \end{aligned} \quad (11)$$

$$\text{Sujeto a} \quad \sum_{u=1}^N (Pg_{u,r,t} \omega_{u,t} - D_{u,t}) = B_t \delta_t \quad \forall t = 1 \dots T \quad (12)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{u=1}^f h_t q_{u,r,t} H_{u,r,t} (Pg_{u,r,t}) - q_{TOT} = 0 \quad (13)$$

$$Pg_{u,r}^{Min} \leq Pg_{u,r,t} \leq Pg_{u,r}^{Max} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (14)$$

$$P_{i,j}^t \leq P_{i,j}^{t+1} \quad \forall i, j \in N \quad \forall t = 1 \dots T \quad (15)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \sum_{u=1}^U \sum_{s=1}^S CT_{t,r,s,u} = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \sum_{u=1}^U CC_{u,r,t} \quad (16)$$

$$CT_{r,u,s} \leq CT_{r,u,s}^{Max} \quad (17)$$

$$E_{u,r,t} \leq E_{u,r,t}^{Max} + Eb_{u,r,t} \quad (18)$$

$$Alm_{u,r,t} \leq Alm_{u,r,t-1} + \sum_{r=1}^R \sum_{s=1}^S CT_{t,r,s,u} + AI_{u,r} - CC_{u,r,t} \quad (19)$$

$$Alm_{u,r,t}^{Min} \leq Alm_{u,r,t} \leq Alm_{u,r,t}^{Max} \quad \forall t = 1 \dots T \quad (20)$$

donde  $Alm_{u,r,t}$  es el combustible almacenado de la unidad  $u$ -ésima que utiliza el combustible  $r$  al período  $t$ ,  $AI_{u,r}$  representa el almacenamiento inicial de la unidad  $u$ -ésima con

el combustible  $r$ .

#### IV. CASOS DE ESTUDIO

El objetivo es conocer el combustible requerido por las unidades de generación, para lo cual se utiliza el sistema de 30 nodos del IEEE. Tres diferentes tipos de contratos: toma o paga, por diferencias y Swaps son considerados.

La Fig. 2 ilustra la topología de la red de 30 nodos del IEEE, al cual se le han agregado diferentes redes de transporte y suministradores de combustibles.

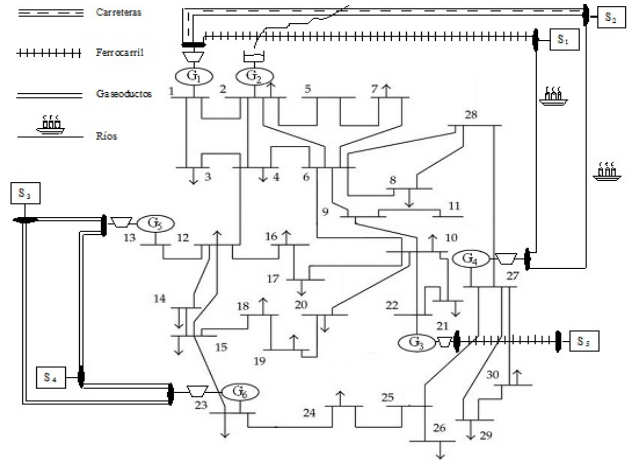


Figura 2. Sistema de 30 nodos del IEEE con redes de abastecimiento de combustible.

Las características de las 6 unidades de generación que integran el sistema eléctrico son mostradas en la Tabla I.

TABLA I  
CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Unidad	$Pg_{min}$ (MW)	$Pg_{max}$ (MW)	$\xi$ (\$/hr)	a (MMBtu)	b (MMBtu/MW)	c (MMBtu/MW <sup>2</sup> )
1 (Carbón)	0	100	220	25	14	0.02
2 (Agua)	0	80	1400	360	173.25	0.175
3 (Petróleo)	0	50	180	11	7.5	0.0625
4 (Carbón)	0	55	210	24	15	0.00834
5 (GN)	0	30	150	28	11.2	0.06833
6 (GN)	0	40	140	26	12.935	0.05833

De la Tabla I,  $\xi$  representa los costos fijos de las unidades de generación, los cuales se acumulan independientemente de que los generadores se encuentren en reposo. Es decir son costos por capacidad instalada de la unidad y se asignaron en función al tipo de tecnología.

A diferencia de la mayoría de los artículos que considera la incertidumbre en los precios del combustible mediante su probabilidad de ocurrencia, en este trabajo se asume que para los periodos de estudio, el precio del carbón, petróleo y gas natural presenta un comportamiento determinístico, bajo la premisa de que las fluctuaciones en el precio a través del

tiempo pueden ser compensadas a través de los arreglos financieros mostrados en los casos de estudio. Los valores utilizados para los precios del combustible son tomados de [40-43]. Para el caso del agua se utiliza un precio constante de 0.0028 \$/m<sup>3</sup>, el cual se obtuvo de [41], y no se realizaron modificaciones en el precio debido a que los cambios resultan ser poco significativos.

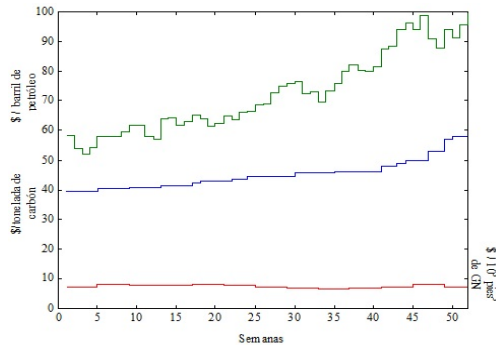


Figura 3. Precios esperados de combustibles.

Los datos puntuales de la Figura anterior, la programación de los mantenimientos y el resto de la información utilizada en los casos de estudio pueden consultarse en [36].

La cantidad de combustible adquirido en los contratos mostrados en los casos de estudio, es obtenida mediante una corrida previa para las condiciones de cada caso, en donde no existen restricciones de consumo de combustible y se obtiene en consecuencia la solución óptima.

#### A. Caso base

Se hace un despacho económico sujeto a restricciones operativas de las unidades de generación, límites en líneas de transmisión y de transporte de combustible.

El costo total de operación resulta de \$33,014,563.93, el cual incluye generación de electricidad, transporte y almacenamiento de combustible. El consumo total de combustible de cada unidad de generación durante las 52 semanas del periodo de estudio es mostrado en la Tabla II.

Las cantidades de combustible consumido son la referencia para establecer los contratos de combustible toma o paga o algún otro arreglo financiero en combustibles para el periodo de estudio, bajo la consideración que con certeza se presentarán los perfiles de demanda y precio de combustible pronosticado.

TABLA II  
CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Unidad	Consumible consumido
1 (Carbón)	383,885.48 toneladas
2 (Agua)	126,278,880 m <sup>3</sup>
3 (Petróleo)	18,393.55 barriles
4 (Carbón)	153,693.51 toneladas
5 (GN)	319,524.44 10 <sup>3</sup> pies <sup>3</sup>
6 (GN)	409,937.47 10 <sup>3</sup> pies <sup>3</sup>

La Fig. 4 muestra las potencias de salida de cada unidad.

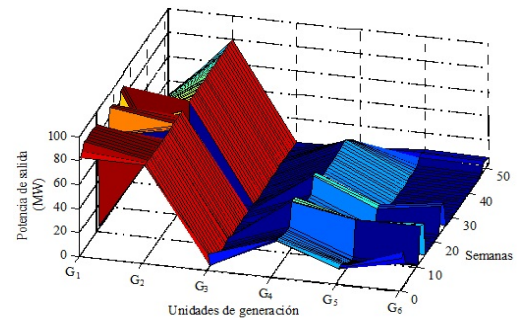


Figura 4. Potencias de salida del caso base.

De la Fig. 4 se observa que la unidad 2 se mantiene al máximo de su capacidad durante casi todo el periodo de evaluación, con excepción de las 3 semanas de mantenimiento. Las unidades 1 y 4 muestran comportamientos similares entre sí, debido a que ambas utilizan el carbón como fuente de combustible. La unidad 1 aporta mayor energía al sistema, pero debido a restricciones de las redes de combustibles tiene limitada su capacidad a 89.6 MW ya que esa cantidad constante en una semana consume 12,000 toneladas de carbón, lo que equivale a la restricción semanal en la red de transporte de combustible que la abastece. Por otro lado, las unidades 5 y 6 que funcionan a GN participan casi con la misma cantidad de potencia cada una durante los periodos. La unidad 3, que funciona a base de petróleo, resulta ser más costosa que el resto de las unidades, eso se refleja en que solo participa en dos periodos, periodos 1 y 12, con 11.5 y 2 MW respectivamente, siendo el periodo 12 cuando se presenta el mantenimiento programado para la unidad 1.

La Fig. 5 muestra los costos marginales nodales. De la Fig. 5 se puede observar como al inicio de los periodos 1 y 8 se presentan costos marginales elevados, llegando incluso hasta 212.15 \$/MWh. Esto debido a que en el nodo 8 es donde se concentra la mayor cantidad de carga para el periodo 1, además, uno de los dos enlaces de transmisión con los que cuenta, resulta penalizado en su máxima capacidad, es decir, se viola su límite máximo de transferencia.

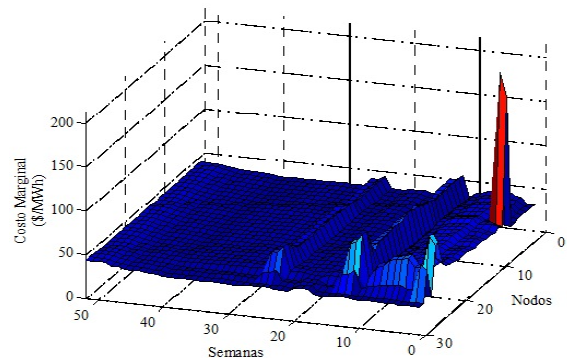


Figura 5. Costos marginales nodales.

El combustible transportado en el subsistema de abastecimiento se muestra en la Fig. 6.



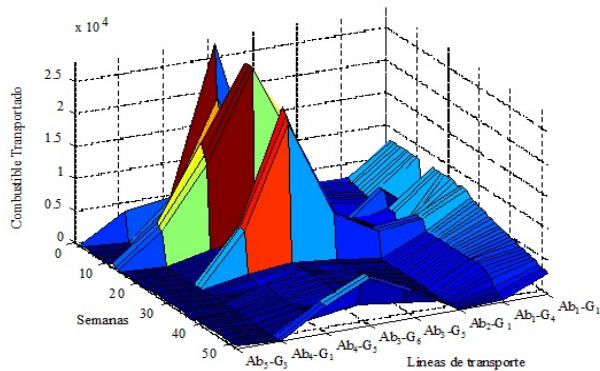


Figura 6. Cantidad de combustible transportado por semana.

De la Fig. 6 se observa que el combustible transportado por el Abastecedor  $s$  ( $Ab_s$ ), hacia el Generador  $u$  ( $G_u$ ) es mostrado por períodos semanales. La línea de abastecimiento  $Ab_2-G_4$  resulta en cero (no se muestra en la gráfica) lo que significa que está inactiva durante todo el intervalo de evaluación.

Las emisiones de  $CO_2$  por unidad de generación durante el periodo de estudio se muestran en la Tabla III.

TABLA III  
EMISIONES TOTALES POR UNIDAD DE GENERACIÓN

	Unidad 1 (t. de $CO_2$ )	Unidad 3 (t. de $CO_2$ )	Unidad 4 (t. de $CO_2$ )	Unidad 5 (t. de $CO_2$ )	Unidad 6 (t. de $CO_2$ )
Emisiones	193,047.78	240,565.16	192,883.78	239,803.49	253,215.46

Las emisiones totales de  $CO_2$  son la suma de las emisiones por unidad de generación mostrada en la tabla anterior, lo que equivale a 1,119,515.70 toneladas de  $CO_2$ .

Las condiciones de almacenamiento se cumplen en cada uno de los períodos, es decir, el almacenamiento de combustible en las unidades 1, 3 y 4, se mantienen dentro del límite de almacenamiento establecido para los períodos.

*B. Caso 2. Operación bajo contratos y restricción de emisiones de  $CO_2$*

Para este caso se considera que 2 unidades se encuentran bajo restricciones en el abastecimiento del combustible. La primera de ellas ( $G_1$ ) cuenta con un contrato de combustible toma o paga, donde 589,500 toneladas de carbón a un precio de 39.7 \$/t, tienen que ser consumidas.

Por su parte, la unidad 2 cuenta también con una restricción de este tipo ya que tiene disponible solo determinada cantidad de agua, únicamente puede utilizar 40,000,000  $m^3$  de agua durante las 52 semanas del año. Adicionalmente, se considera que las unidades de generación tienen permitido emitir 3,092.54 toneladas de  $CO_2$  por MW al año.

Al considerar un modelo que funciona bajo un esquema centralizado en toma de decisiones, es posible realizar la optimización agrupando los bonos de cada unidad de generación para posteriormente ser transferidos a las unidades que les resulte más económico generar electricidad, reduciendo de esta forma los costos de producción de electricidad a nivel sistema y respetando el límite global de

emisiones de las unidades de generación en conjunto. Entonces, se tiene que el sistema de potencia tiene un límite máximo global de emisiones igual a 1,097,853.12 toneladas de  $CO_2$  al año.

Bajo las consideraciones anteriores, el sistema tiene un costo total de producción de \$49,136,062.46. El combustible consumido por cada unidad de generación se muestra en la Tabla IV.

TABLA IV  
CONSUMO DE COMBUSTIBLE CONSIDERANDO RESTRICCIÓN GLOBAL DE EMISIONES

Unidad	Consumible consumido
1 (Carbón)	589,500.00 toneladas
2 (Agua)	40,000,000.0 $m^3$
3 (Petróleo)	18,393.55 barriles
4 (Carbón)	136,506.82 toneladas
5 (GN)	982,056.45 $10^3$ pies <sup>3</sup>
6 (GN)	1,125,051.29 $10^3$ pies <sup>3</sup>

Las potencias de salida en las unidades de generación se muestran en la Fig. 7.

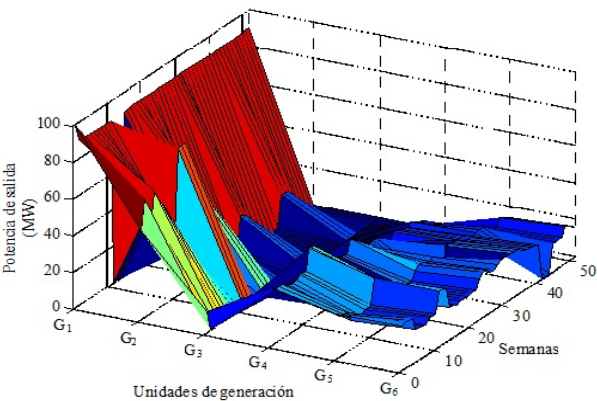


Figura 7. Potencias de salida considerando restricción global de emisiones.

La energía suministrada por la unidad 2 es considerablemente reducida, debido a que se cuenta con restricciones en el consumo de agua, la unidad 1 se mantiene casi al máximo de su capacidad en los periodos en que opera, solo se restringe por el límite de la red de transportes. La unidad 3 solo opera en los periodos 1 y 12, al presentarse la demanda máxima y cuando se le realiza mantenimiento a la unidad 1 respectivamente. Las unidades 5 y 6 siguen en niveles similares entre sí.

De la Fig. 8 se observa que los costos marginales nodales se encuentran notoriamente disminuidos con respecto al caso base, ya que presentan picos de menor magnitud, pero eso no representa que resulte más económico el considerar restricciones en el abastecimiento de combustible, debido a que el costo total de operación es considerablemente mayor que en el caso anterior.

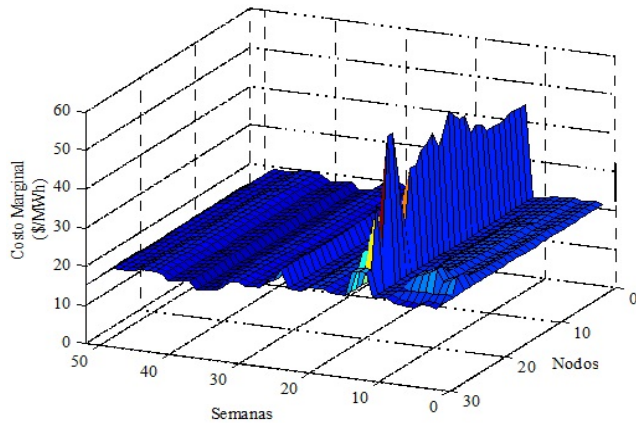


Figura 8. Costos marginales nodales para el caso con restricción global de emisiones.

La Fig. 9 muestra el combustible transportado por las líneas en el subsistema de abastecimiento de combustible.

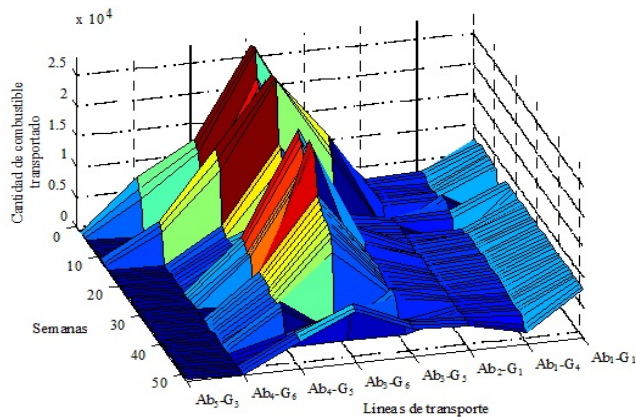


Figura 9. Líneas de transporte de combustible: Caso con restricción global de emisiones.

Para este caso las emisiones de  $\text{CO}_2$  por unidad de generación son mostradas en la Tabla 5.

TABLA III  
EMISIONES TOTALES POR UNIDAD DE GENERACIÓN

	Unidad 1 (t. de $\text{CO}_2$ )	Unidad 3 (t. de $\text{CO}_2$ )	Unidad 4 (t. de $\text{CO}_2$ )	Unidad 5 (t. de $\text{CO}_2$ )	Unidad 6 (t. de $\text{CO}_2$ )
Emisiones	293,059.13	240,565.16	198,908.74	178,056.21	187,263.86

La suma de las emisiones de  $\text{CO}_2$  de las unidades de generación mostrada en la Tabla 5 equivale a 1,097,853.12 toneladas de  $\text{CO}_2$ , siendo este el límite global de emisiones.

En la Fig. 10 se ilustra como los bonos de emisiones son distribuidos entre las unidades de generación de tal forma que resulte más conveniente en términos económicos.

La parte oscura en cada barra representa las emisiones de  $\text{CO}_2$  durante el año de estudio, mientras que los segmentos claros muestran los bonos de  $\text{CO}_2$  disponibles por cada unidad de generación. De la misma Fig. 10 se observa como las unidades 1 y 2 se mantienen operando por debajo de sus límites en emisiones. La unidad 1 es forzada a operar por

debajo de sus límites en emisiones debido a la restricción del contrato de combustible y al abastecimiento de combustible, mientras que la unidad 2, por ser hidráulica, presenta disponibles todos sus bonos.

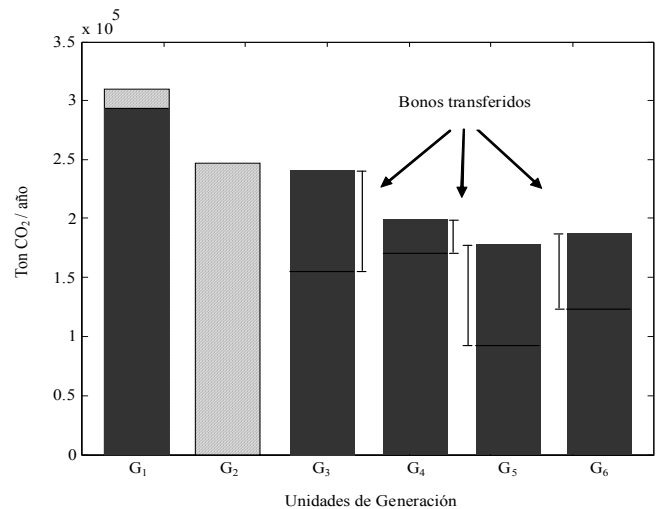


Figura 10. Transferencia de bonos entre las distintas unidades de generación.

El modelo resuelve la transferencia de estos bonos a las unidades 3-6, de tal forma que resulte más económica la producción de electricidad sin sobrepasar los límites globales establecidos por las unidades de generación.

### C. Caso 3. Adquisición de un contrato Swap

En este caso se hace la adquisición de un contrato Swap para la unidad 1, realizando una cobertura en el precio del carbón para un valor de 40.00 \$/tonelada. La programación óptima para la unidad 1 y en consecuencia el combustible consumido bajo este precio es mostrado en [36], contando con un consumo de 589,177.40 toneladas de carbón, mismas que se adquieren por medio del contrato Swap, donde se hacen entregas semanales de 10,645.60 toneladas en la primera semana y 12,000.00 toneladas en el resto, siempre y cuando no se realice mantenimiento. Se eligieron en este caso 13 períodos de fijación de precio a través del año, para contar con una duración de 4 semanas en cada período.

De la Tabla VI se observa que la cobertura en el precio de la tonelada de carbón se va incrementando hasta llegar a una diferencia de 17.47 \$/tonelada. Las entregas de carbón equivalen a 586,645 toneladas de carbón, para este escenario, el contrato Swap resulta conveniente al comprador del combustible, pero inconveniente para el abastecedor, ya que contando con mayores costos del carbón en el mercado spot, se ve obligado a vender en 40 \$/tonelada, cuando el costo presentado fue hasta de 57.47 \$/tonelada. Sin embargo, de haberse presentado menores costos en el precio spot del carbón, el abastecedor hubiera resultado favorecido.

### D. Caso 4. Adquisición de un contrato por diferencias

Se utiliza un contrato por diferencia para realizar cobertura en los precios del combustible que utiliza la unidad 1. Debido



a su naturaleza, resulta más conveniente adquirirlos para horizontes de tiempo cortos, porque están sujetos a una tasa de interés mientras el contrato se encuentra abierto, de tal forma que a mayor duración del contrato, mayor será el interés cobrado. Para este caso se realiza la simulación con el modelo de integración considerando los primeros 5 períodos de la demanda [36], las redes de abastecimiento de combustible, un gasto de agua por la unidad 2 de 7,808,080 m<sup>3</sup>. Para el precio del carbón, son utilizados tres distintos valores, para hacer notar el impacto de los CFD bajo distintos precios en el combustible y además modificando los tiempos de cierre del contrato. Los tres distintos precios del carbón utilizados se ilustran en la Fig. 11. El precio A se eleva a razón de 1 \$/tonelada de carbón cada semana, caso contrario sucede con el precio C que disminuye a la misma razón. El precio C cuenta con valores aleatorios intermedios a los de los precios A y B durante las semanas 2-5.

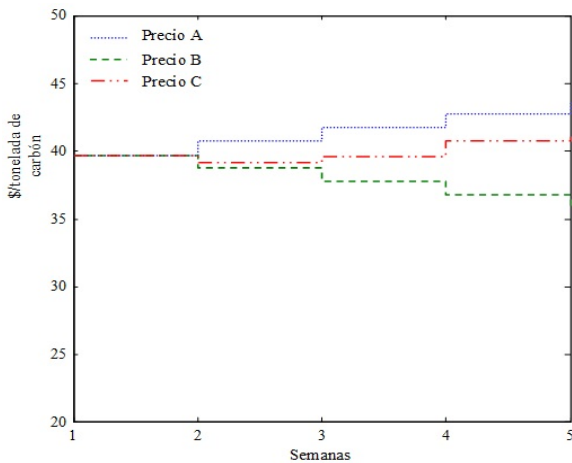


Figura 11. Precios del carbón.

Entonces, se lleva a cabo la cobertura en el precio del carbón para la unidad 1, bajo 6 escenarios, cada uno de los escenarios comparten una tasa de interés del 6 %, una inversión inicial (garantía) del 5 %, lo cual equivale a \$122,229.5 y un precio por tonelada para el CFD de 39.7 \$/tonelada, el cual es igual al precio presentado durante la primera semana. Los resultados de las coberturas realizadas se muestran en la Tabla VII. En [36] se muestran a detalle las operaciones realizadas para obtener los valores de la Tabla VII.

La energía entregada y el combustible consumido se mantienen constantes en todos los escenarios siendo 458.5 MWh y 61,535.6 toneladas de carbón respectivamente, esto no necesariamente debe de permanecer constante, pero por ser una de las unidades más económicas, las variaciones en los precios presentadas del combustible, no impactaron en la programación de la unidad. Por esta misma razón, el costo del combustible por medio del CFD presenta un mismo valor en cada escenario de \$2,444,590.13, ya que no hay variaciones en el combustible consumido y el precio siempre es constante a un valor de 39.7 \$/tonelada.

Los precios A y B cuentan con una misma razón de incremento y decremento respectivamente, sin embargo se observa que al mantener abierto el contrato durante las 5 semanas, las pérdidas son mayores en magnitud a las ganancias, esto es debido al efecto de la tasa de interés que siempre se agrega. Sin embargo, el contrato por diferencia no cuenta con fecha de vencimiento, de tal forma que puede ser cerrado en el momento que se considere prudente, esta cualidad permite dejar abierto o cerrar el contrato según sea conveniente. Entonces en los escenarios 3-5 se muestran los resultados de cerrar el contrato antes de las 5 semanas, en donde se observa que la magnitud de las pérdidas es cada vez menor. El costo de operación del sistema muestra reducciones en los escenarios 1-5, el escenario 1 cuenta con mayores precio de combustible por lo que los costos de operación del sistema son mayores, en los escenarios 4-5 se tiene un precio menor para el combustible y el costo de operación del sistema se ve gradualmente disminuido en función de la disminución de la duración del CFD. En el escenario 6 se tienen precios del combustible con valores aleatorios intermedios entre los precio A y B, para este escenario se mantiene el contrato durante las 5 semanas y realizando el mismo análisis de los escenarios anteriores, se obtiene un margen de ganancias de \$1,535.23.

## V. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Se evaluó y analizó la adquisición de diferentes tipos de combustible en la programación de unidades termoelectricas basado en un modelo de cadena de producción/suministro de energía, el cual considera mantenimientos programados, restricción en emisiones de CO<sub>2</sub> y transferencia de bonos de emisiones. El modelo de integración desarrollado resulta útil para la toma de decisiones en la adquisición de bonos de CO<sub>2</sub>, de la misma forma que permite programar la operación del sistema en base a los bonos de emisiones disponibles.

La adquisición de un contrato de combustible toma o paga está en función del precio de la comercialización, ya que a mayor precio, menor será la cantidad de combustible a contratar, considerando que se estiman los precios del combustible con un alto grado de precisión.

La cobertura en los precios del combustible mediante arreglos financieros puede generar costos de oportunidad al disminuir el precio pactado por el combustible en el contrato, sin embargo, el impacto de estos costos puede verse disminuido mediante contratos por diferencia en el corto plazo, además, la cobertura en los precios del combustible, produce mayor certidumbre en los precios de la electricidad, ya que estos están directamente relacionados con el precio del combustible.

Para el modelo desarrollado resulta factible incluir fuentes alternas de energía, tales como energía solar, eólica y biocombustibles. La energía solar, por su carácter cíclico, puede ser incluida en los periodos horarios en que es producida, al no considerar almacenamiento. La energía eólica se puede incorporar mediante datos históricos del viento,

utilizando la distribución de probabilidad de Weibull. Los biocombustibles como fuente primaria de energía, presentan una disposición más predecible, por lo que su inclusión se puede realizar como cualquier unidad térmica.

## VI. REFERENCES

- [1] B. Bezerra, R. Kelman, L. A. Barroso, B. Flach, M.L. Latorre, N. Campodónico y M.V.F. Pereira, "Integrated electricity-gas operations planning in hydrothermal systems," In Proc. X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Mayo 2006.
- [2] United Nations, "Sustaining the future," Junio de 1997. <http://www.un.org/ecosocdev/geninfo/sustdev/es&5sust.htm>.
- [3] United Nations "Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change," *United Nations Framework Convention on Climate Change*, unfccc.int, 1998. <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.
- [4] Presidencia de la República, "México, de los primeros en ratificar Protocolo de Kyoto," Disponible: <http://fox.presidencia.gob.mx/buenasnoticias/?contenido=16781&pagina=292>
- [5] Brooks RE. Optimizing complex natural gas models, <http://rbac.com/Articles/OptimizingComplexNaturalGasModels/tabid/66/Default.aspx>.
- [6] Gabriel AS, Kydes AS, Whitman P., The National Energy Modeling System: A Large-Scale Energy-Economic Equilibrium Model, Operations Research, Vol. 49, No. 1, pp. 14–25, January–February 2001.
- [7] A. M. Quelhas Alves de Freitas, "Economic efficiencies of the energy flows from the primary resource suppliers to the electric load centers," Ph.D. Thesis, Iowa State University, Ames, Iowa, USA, 2006.
- [8] C. Unsuhay, J. W. Marangon-Lima and A. C. Zambroni de Souza, "Integrated Power Generation and Natural Gas Expansion Planning," in Proc. Power Tech, 2007 IEEE Lausanne, pp. 1404–1409, July 2007.
- [9] M. Arnold and G. Andersson, "Decomposed Electricity and Natural Gas Optimal Power Flow," in Proc. 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.
- [10] O. D. de Mello and T. Ohishi, "An Integrated Dispatch Model of Gas Supply and Thermoelectric Systems," in Proc. 15th Power Systems Computation Conference, Liege, Belgium, 2005.
- [11] E. M. Gil, A. M. Quelhas, J. D. McCalley, Timothy Van Voorhis, "Modeling Integrated Energy Transportation Networks for Analysis of Economic Efficiency and Network Interdependencies," Iowa State University, 26-Nov-2004.
- [12] S. An, Q. Li, and T. W. Gedra. "Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow," In Proc. 2003 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vol. 1, pp. 138–143, Sept. 2003.
- [13] T. Li, M. Eremia, and M. Shahidehpour, "Interdependency of Natural Gas Network and Power System Security," IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 23, No. 4, pp. 1817–1824, November 2008.
- [14] S. Acha and C. Hernandez-Aramburo, "Integrated Modelling of Gas and Electricity Distribution Networks with a High Penetration of Embedded Generation," CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution, Frankfurt, Paper 0032, 23 - 24 June 2008.
- [15] Secretaría de energía, "Estadísticas de energía," sener.gob.mx, mayo 2009. <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=71>.
- [16] Secretaría de energía, "Discurso de la Secretaría de Energía," sener.gob.mx, Noviembre 2008. [http://www.sener.gob.mx/webSener/\\_static/Secciones/Sala\\_de\\_Prensa/460.html](http://www.sener.gob.mx/webSener/_static/Secciones/Sala_de_Prensa/460.html).
- [17] Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación, "Programa de Obras en Inversiones en el Sector Eléctrico 2009-2018 (POISE)," 2009.
- [18] M.K.C. Marwali and S.M. Shahidehpour, "Long-Term Transmission and Generation Maintenance Scheduling with Network, Fuel and Emission Constraints," IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 14, No. 3, pp. 1160–1165, August 1999.
- [19] L.A.F.M. Ferreira, "Emission constraints on short-term schedule of thermal units," *Power Symposium, 2007. NAPS'07. 39th North American*, Sept. 30 2007–Oct. 2 2007.
- [20] Ming Yang, Xuee-Shan Han and Wei-Jen Lee, "Emission Constraint Economic Dispatch with Mixed Fuel Cost Curves," Power Symposium, 2007. NAPS.
- [21] Narayan S. Rau, Stephen T. Adelman, "Operating Strategies Under Emission Constraint," IEEE Trans. On Power System, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- [22] Yong Yan, Fushuan Wen, Jian Wang, "Large-Scale Long-term Generation Scheduling With Fuel Limits and Emission Limits," *Power and Energy Society General Meeting*, 20–24 July 2008 Page(s):1 – 5.
- [23] V. L. Vickers, W. J. Hobbs, S. Vemuri and D. L. Todd, "Fuel Resource Scheduling with Emission Constraints," IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1531–1538, August 1994.
- [24] Kit Po Wong Yin Wa Wong, "Combined genetic algorithm/simulated annealing/fuzzy set approach to short-term generation scheduling with take-or-pay fuel contract," IEEE Trans On Power System, Vol. 11, No. 1, pp- 128–136, Feb 1996.
- [25] S. Pineda, A. J. Conejo, and M. Carrión, "Impact of Unit Failure on Forward Contracting," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 4, pp. 1768–1775, November 2008.
- [26] Consejo de Electrificación de America Central (CEAC), "Introducción a los estudios de mercados de electricidad," <http://www.ceaconline.org/pdf/iisemana/Capitulo1.ppt>.
- [27] J. L. Arriagada Carrazana, "Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico," MSc Thesis, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2001.
- [28] Zvi Bodie and R. C. Merton, "Finanzas," Traducción F. Reyes, Pearson Educación de México, México, 2003.
- [29] Sistemas de Trading Futuros y Acciones, "Contrato por Diferencias (CFDs)," abcbolsa.com, Octubre 2009, disponible: [http://www.abcbolsa.com/contratos\\_por\\_diferencias\\_cfds.htm](http://www.abcbolsa.com/contratos_por_diferencias_cfds.htm).
- [30] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, Inc, 1996.
- [31] Comisión para la cooperación ambiental, "Residuos y contaminación industriales," <http://www.cec.org/soe/index.cfm?varlan=espanol>.
- [32] European Climate Exchange (ECX) [www.ecx.eu/](http://www.ecx.eu/)
- [33] Insurance Futures Exchange (IFEX) [www.theifex.com/](http://www.theifex.com/)
- [34] Montreal Climate Exchange (MCEX), <http://www.mcx.ca>
- [35] Chicago Climate Exchange (CCX), disponible: [www.chicagoclimatex.com](http://www.chicagoclimatex.com)
- [36] Anexos: Modelo Integral de Cadena de Producción de Energía Eléctrica, Disponible: [http://es.scribd.com/eljavi\\_7/d/79158739-Anexos](http://es.scribd.com/eljavi_7/d/79158739-Anexos)
- [37] Energy Information Administration, "Energy Calculator - Common Units and Conversions," [http://www.eia.doe.gov/kids/energyfacts/science/energy\\_calculator.html](http://www.eia.doe.gov/kids/energyfacts/science/energy_calculator.html)
- [38] M. F. Cardoso Manchado, "Modelo de planificación del cronograma de mantenimiento anual optimo de unidades de generación del sistema nacional interconectado ecuatoriano," Ing. Tesis, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2007.
- [39] R. Ramanathan, "Short-term energy and emission trading analysis," IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp. 118–1124, May 1995.
- [40] Energy Information Administration, "Coal News and Markets," Official Energy Statistics from the U.S. Government. <http://www.eia.doe.gov/cneaf/coal/page/coalnews/coalmar.html#spot>
- [41] México, CONAGUA, "Resolución del comité de información," Subdirección general jurídica, Gerencia de descentralización y de transparencia y acceso No. BOO.00.02, Expediente No. 08- 4345, Registro No. S/N, México D.F., 28-Oct.-2008.
- [42] Energy Information Administration, "Spot Prices," Official Energy Statistics from the U.S. Government. [http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_spt\\_s1\\_d.htm](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm).
- [43] Energy Information Administration, "Natural gas prices," Official Energy Statistics from the U.S. Government. [http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng\\_pri\\_sum\\_dcu\\_nus\\_m.htm](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm).



Guadalajara.

**Javier de la Cruz Soto** Ingeniero Eléctrico por parte del Instituto Tecnológico de Sonora (ITSON) en 2007, M.C. en Ingeniería Eléctrica por el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia (ITM) en 2009. Actualmente realiza sus estudios de doctorado en el Centro de Investigación, Cinvestav, Unidad



**Guillermo Gutiérrez Alcaraz** ha sido miembro del departamento de ingeniería eléctrica del ITM desde 1996. Sus principales áreas de interés son la operación y control de los sistemas eléctricos de potencia y sistemas de distribución y mercados de electricidad.

TABLA VI  
CONTRATO SWAP PARA UN PRECIO DE 40 \$/TONELADA

Precio promedio por periodo WTI (\$/tonelada)	39.73	40.63	40.90	41.5	42.61	43.66	44.60	45.35	45.67	45.75	48.65	51.42	57.47
Combustible liquidado por periodo (toneladas)	46645	48000	36000	24000	48000	48000	48000	48000	48000	48000	48000	48000	48000
Flujo de intercambio de dinero:													
Pago fijo de intercambio (\$/tonelada)	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0
Pago flotante (\$/tonelada)	39.73	40.63	40.90	41.5	42.61	43.66	44.60	45.35	45.67	45.75	48.65	51.42	57.47
Resultado del intercambio (\$/tonelada)	-0.27	0.63	0.9	1.5	2.61	3.66	4.6	5.35	5.67	5.75	8.65	11.42	17.47
Intercambio Total (\$)	-12,960	30,240	32,400	36,000	125,280	175,680	220,800	256,800	272,160	276,000	415,200	548,160	838,560

TABLA VII  
ESCENARIOS DE COBERTURA EN EL PRECIO DEL CONTRATO

Escenario	Duración del contrato (semanas)	Precio spot combustible (\$/tonelada)	Costo spot combustible (\$)	Ganancias generadas por el contrato (\$)	Costo de operación del sistema (\$)
1	5	Precio A	2,564,590.13	105,935.23	5,934,412.81
2	5	Precio B	2,324,590.13	-134,064.77	5,852,932.71
3	4	Precio B	2,324,590.13	-119,251.81	5,838,119.75
4	3	Precio B	2,324,590.13	-92,438.86	5,811,306.80
5	2	Precio B	2,324,590.13	-53,625.91	5,772,493.85
6	5	Precio C	2,463,044.42	1,535.23	5,898,398.91