

SUMINISTRO DE INFORMACIÓN Y SEGUROS DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO SPOT DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD COLOMBIANO*

David Fernando Tobón O.

Profesor, Departamento de Economía, Universidad de Antioquia.

davidfer@agustinianos.udea.edu.co

Gustavo López Álvarez

Profesor, Centro de Investigaciones Económicas CIE, Universidad de Antioquia.

glopez@agustinianos.udea.edu.co

RESUMEN

Este artículo tiene como objetivo presentar algunos mecanismos de mercado que pueden inducir a mejorar la confiabilidad en el mercado de generación de electricidad spot colombiano; estos son: 1) la provisión de información adicional al precio unitario spot, en un mercado que por su naturaleza es aleatorio, y 2) seguros de confiabilidad, al reconocerse que las demandas son altamente inflexibles. También se desarrolla una aplicación para mostrar cómo operarían en la práctica estos mecanismos y se determinan las restricciones que se deben corregir para que sean operativos. Este programa de seguros garantiza una confiabilidad eficiente, provee información importante para los agentes del mercado y reglas de asignación que minimizan los costos económicos en caso de fallas en la capacidad de generación de electricidad, que podrían ser aplicados a mercados de generación de electricidad como el colombiano, donde se han tenido recurrentes crisis de abastecimiento y se ha pensado profundizar en las reformas de este mercado.

Palabras clave: confiabilidad, pronósticos de precios, seguros de confiabilidad, mercados spot de electricidad, fallas de capacidad, racionamientos de energía.

Clasificación JEL: D4, L5, L94.

I. INTRODUCCIÓN

El mercado de generación de electricidad tiene características muy particulares: la producción de electricidad no se puede almacenar y la demanda no es aplazable,

* El artículo está basado en la investigación "Mecanismos de Precios para mejorar la confiabilidad del mercado de generación de electricidad en Colombia". Los autores agradecen el apoyo financiero de la Vicerrectoría de Investigación (CODI) de la Universidad de Antioquia.

puesto que es fundamental para el desarrollo normal de las actividades económicas de cada momento y, también, es difícil la interrupción en los usuarios finales. La electricidad debe ser producida en la medida en que se demanda. Adicionalmente, las demandas son variables y aleatorias y las ofertas están sujetas a fallas impredecibles; es por esto que se restringen las transacciones del sistema y el mercado debe ser coordinado permanentemente por un operador central.¹

Cuando se habla de la confiabilidad en el mercado de generación, precisamente nos referimos a la posibilidad de que no ocurran contingencias en el abastecimiento del recurso. Así, por ejemplo, un sistema eléctrico perfectamente confiable es aquel que nunca falla en el suministro de la energía a la hora y en el lugar que los consumidores lo demanden.

La ocurrencia de fallas en la capacidad de generación se traduce en costos para los usuarios del sistema, ya que se interrumpe el funcionamiento normal de las actividades económicas o se producen irregularidades en los sistemas eléctricos. Los costos de falla pueden definirse como directos o indirectos, de acuerdo con si son impredecibles (fallas de corta duración)² o si se espera que ocurran en el futuro, es decir, si se trata de una interrupción anunciada³ (fallas de larga duración). La diferencia es que los primeros causan altos perjuicios o costos directos para los usuarios del sistema, pues al ser inesperados se traducen en una interrupción de las actividades que se lleven a cabo en ese momento; este costo será diferente para cada usuario y está medido por la máxima disposición a pagar para evitar que ocurran estas fallas. Los segundos representan un costo indirecto, pues los consumidores podrán protegerse ante las futuras contingencias, por ejemplo, buscando fuentes alternas de suministro de electricidad. En la práctica resulta difícil calcular los costos totales de las fallas, pues tales costos tienen componentes directos e indirectos, dependen de las expectativas sobre la evolución de la confiabilidad y de las medidas que los usuarios tomen para mitigarlos.

La manera tradicional de proteger al consumidor contra las fallas, tanto de corta como de larga duración, ha sido la provisión de una suficiente capacidad de reserva que garantice una adecuada protección en caso de contingencias. Esto es el resultado de tener en cuenta todos los costos sociales asociados a una falta en el suministro del recurso y a la dificultad de su asignación entre la demanda, para aislar así la naturaleza aleatoria del mercado de generación de electricidad; sin embargo, la solución planificada ha estado acompañada de los siguientes problemas: provisión de sistemas eléctricos sobredimensionados, alta injerencia reguladora, controversias teóricas y empíricas en

¹ También hay restricciones propias de las características de las redes de transmisión y distribución que no consideramos en este trabajo.

² Pueden ocurrir por caídas de centrales y aumentos inesperados de la demanda. Las fallas y congestiones en las líneas de transmisión o en los transformadores también afectan el suministro normal de la electricidad.

³ Se deben básicamente a la escasez de combustibles en un sistema térmico o a condiciones de sequía en un sistema de origen hidráulico.

la estimación de los costos sociales de falla y una preocupación secundaria por el uso eficiente de los recursos.

Por otro lado, las políticas de asignación de recursos que existen para el manejo de eventuales contingencias se relacionan confusamente con la asignación de la energía y no con la asignación de la capacidad de generación de respaldo. Las contingencias son, por naturaleza, imprevistas; los racionamientos aleatorios o equiproporcionales producen altos costos de falla y la discriminación de la energía mediante los precios es poco operante.

Entre los cambios que se han producido recientemente en la organización industrial del sector eléctrico, el avance más notorio ha sido la implementación de un mercado *spot* (bolsa de energía) para que los usuarios del sistema de generación realicen las transacciones de la energía. La determinación de la capacidad de generación (confiabilidad del sistema) sigue siendo resultado de la planificación centralizada; aunque los agentes privados pueden participar libremente en la determinación de los proyectos de inversión, el Estado sigue manteniendo un papel subsidiario cuando no se hacen las inversiones planeadas. Para mejorar la asignación del mercado *spot* se debe reconocer que, dadas la volatilidad de precios y la inflexibilidad de la demanda, aún suponiendo una conexión directa entre el mercado mayorista y el mercado donde el consumidor final adquiere la electricidad, son necesarias condiciones adicionales para motivar a que los usuarios del sistema hagan los ajustes en las demandas ante la posibilidad de contingencias en la oferta de generación de electricidad. Al respecto, se ha destacado la importancia de proveer información adicional sobre probabilidades de precios y contingencias en lugar de un precio *spot* único en cada momento del tiempo. Los problemas de la capacidad de generación de respaldo y la confiabilidad óptima pueden ser resueltos también mediante la aplicación de mecanismos de mercado. Esto se puede lograr a partir de la definición de un mercado de seguros de confiabilidad y de la creación de incentivos para mantener una confiabilidad óptima en todo momento (Tobón , 1999).

El propósito de este trabajo es presentar las propuestas de mejora en los precios *spot* y la determinación de la confiabilidad competitivamente en mercados de generación de electricidad como el colombiano y determinar su aplicabilidad. Estos mecanismos pueden ser una solución práctica a las crisis energéticas y están en consonancia con los objetivos de liberalización total de este mercado. El artículo se compone de cuatro capítulos, en el primero se desarrolla un modelo que describe el funcionamiento de un mercado *spot* de electricidad estándar, luego se incorporan las propuestas para mejorar la confiabilidad y se demuestra cómo se alcanza la eficiencia económica. En el segundo capítulo se hace una aplicación de estos mecanismos, lo que resulta bastante útil para determinar cómo pueden operar en la práctica y cuán complejos pueden llegar a ser. Luego, se identifican las restricciones para la aplicabilidad de los mecanismos propuestos, las cuales también son válidas para otros mecanismos sugeridos para el cubrimiento contra el riesgo en los mercados de generación de electricidad; las restricciones referidas son de tipo institucional, técnicas y de economía política. En el último capítulo se resumen los principales resultados.

II. MODELO ANALÍTICO. PRONÓSTICOS DE PRECIOS Y SEGUROS DE CONFIABILIDAD EN LOS MERCADOS SPOT DE ENERGÍA

A. Mercado spot de energía estándar

Se considera un mercado de generación de electricidad competitivo, pero coordinado por un operador central de todo el sistema (OS). Podemos pensar en un mercado con $n+1$ participantes, $1, \dots, n$ consumidores⁴ y un operador que representa K ofertas.

1. *Oferta de electricidad.* Las ofertas son aleatorias, debido a las fallas intempestivas que se pueden presentar en las plantas de generación, y la estructura de costos es no lineal, como resultado de las distintas tecnologías de producción (hidroeléctrica, térmica a gas, térmica a carbón, etc.).

Sean K las tecnologías de producción con un costo de capacidad marginal λ_k y un costo de operación marginal $c_k, \forall k = 1, 2, \dots, K$, las cuales se clasifican en un orden ascendente dado por los costos de operación ($c_1 < c_2 < \dots < c_K$).⁵ La capacidad disponible de cada tecnología se representa por $y_k = \gamma_k(x_k, w_k)$, donde x_k es la capacidad instalada y w_k un factor de aleatoriedad. Para facilitar el trabajo, se supone que la ocurrencia del estado k indica que se realiza hasta la oferta y_k con una probabilidad q_k , creciente con el costo de operación c_k donde $q_K \rightarrow 1$.⁶

2. *Capacidad de generación del sistema.* Para una configuración de capacidad instalada determinada (x_1, x_2, \dots, x_k), la capacidad disponible total de las tecnologías $1, 2, \dots, k$ se denota por

$$Y_k = \sum_{s=1}^k \gamma_s(x_s, w_s).$$

Ahora bien, el costo de capacidad marginal de corto plazo estará dado por $c(y, w) = c_k$ si $Y_{k-1} < Y < Y_{k+1}$.

3. *Demanda de electricidad.* Hay n demandas de electricidad, las cuales son función del precio del bien (no dependen de los precios del pasado ni del futuro) y también tienen un componente aleatorio (dependen de condiciones económicas exógenas, la hora del día, el clima, etc.). Sea $U^j(m_k^j, w^j)$ la función de utilidad del consumidor j

⁴ Idealmente, si no hubiera restricciones de transmisión y distribución ni tampoco intermediación en el mercado mayorista, estos agentes serían los consumidores finales de la electricidad.

⁵ Normalmente, los costos de capacidad marginal se relacionan inversamente con los costos de operación, es decir, el valor de c_k más bajo se corresponde con el λ_k más alto.

⁶ Véase en Tobón (1999) una descripción mucho más simplificada del funcionamiento del mercado de generación de electricidad.

cuando ocurre el estado k , donde m_k^j son las unidades demandadas y w un factor que refleja la parte exógena de la demanda. Consideremos inicialmente que estas demandas son totalmente flexibles de modo inmediato, ya que se ajustan completamente a las fluctuaciones en los precios de la electricidad.

4. *Operación del sistema.* Si se supone que los eventos aleatorios son observables y también las preferencias de los consumidores, las condiciones para el despacho de generación de electricidad óptimo son las siguientes:

a. Las centrales generadoras se despachan en orden ascendente según los costos de operación.

b. Las demandas de los consumidores se abastecen en orden descendente según su disponibilidad marginal de pagar.

c. Esta operación continúa hasta que la disponibilidad marginal de pagar sea igual o exceda el costo marginal de operación, determinándose así el precio marginal de la energía.

Debido a la ausencia de distorsiones e imperfecciones, en virtud del segundo teorema fundamental del bienestar, este equilibrio competitivo puede sustentarse por medio de las asignaciones Pareto óptimas con pagos de transferencias (redistributivas de riqueza); la existencia del OS hace que la solución centralizada reproduzca el equilibrio de la economía. El problema de optimización para el OS en todo momento del tiempo está dado por:

$$\begin{aligned} \max W &= \sum_{k=1}^K \left[q_k \cdot \sum_{j=1}^n U_k^j(m_k^j, w^j) - q_k \sum_{s=1}^k c_s \cdot y_s \right]_k \\ \text{s.a.} \\ y_k &= \gamma_k(x_k, w_k) \text{ tecnología } \forall k \\ \sum_{s=1}^k y_s &= \sum_{j=1}^n m_k^j + p(k) \text{ restricción de factibilidad } \forall k \\ m_k^j &\geq 0, 1 \leq j \leq n, 1 \leq k \leq K \end{aligned} \quad (1)^7$$

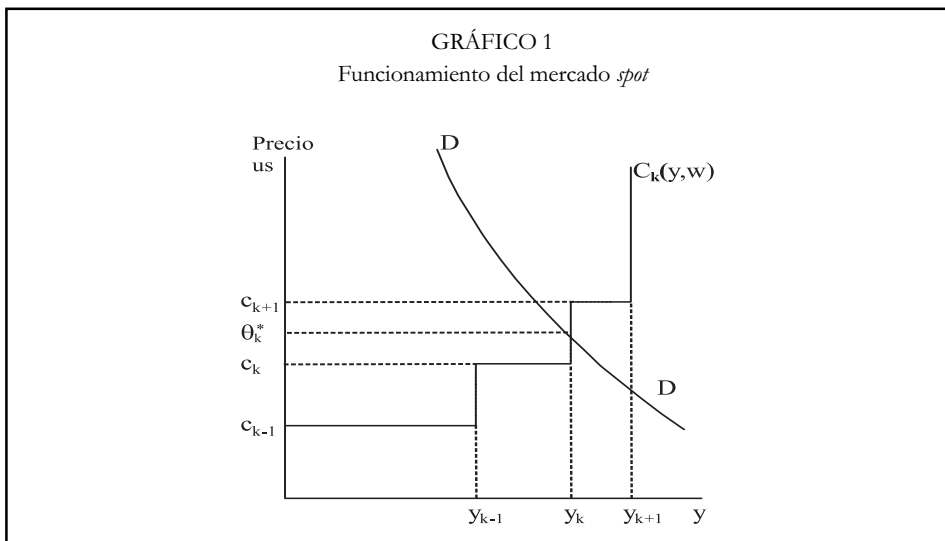
⁷ La variable $p(k)$ indica la posibilidad de tener pérdidas de energía en la operación del sistema. Este modelo se restringe solamente al mercado de generación de electricidad, independiente de todas las restricciones que pueda tener el sistema, aunque también es posible incorporarlas en el problema de optimización. Dichas restricciones pueden ser las de transmisión de energía (debido a la congestión en las redes de transporte, pérdidas por desequilibrios entre la oferta y la demanda y el sometimiento a las leyes físicas de la electricidad); cambios en las condiciones de la oferta y la demanda entre el despacho económico y el despacho efectivo, y las diferencias entre los despachos locales o regionales, puesto que la representación que se está haciendo es la de un sistema centralizado.

5. *Asignación de los precios spot.* En este esquema el OS anuncia un precio para cada vector de eventos posibles. Ahora bien, el precio específico para un vector dado es el precio spot $\theta_k^* = c_k + m_k$, dado por la solución del problema (1). θ_k^* representa el precio marginal de la energía, el cual se compone del costo marginal c_k y el valor m_k que es el precio necesario para ajustar la demanda a la oferta disponible (restricción de factibilidad).

En otros términos, en $t=0$ ocurrirá el evento k que implica que el OS anuncie el precio θ_k^* en $t=1$, por lo que el consumidor j demandará m_k^j unidades de energía, resultado de la optimización de su utilidad neta

$$U_k^j(m_k^j, w^j) - \theta_k^* . m_k^j.$$

En el gráfico (1) se muestra este resultado:



Sin embargo, este resultado estará basado en el supuesto irreal de que las demandas son totalmente flexibles a la volatilidad de los precios, es decir, que los consumidores no sufren pérdidas debido a las contingencias que se presentan en la capacidad de generación de electricidad. Para solucionar este problema, el mecanismo de precios *spot* debe estar acompañado de algún sistema de información que permita a los consumidores valorar las consecuencias de las contingencias y, así, prever adecuadamente los ajustes en las demandas.

6. *Precios spot y pronósticos de precios.* Ahora se tiene en cuenta que los consumidores tienen costos altos debido a los cambios súbitos en las condiciones de la oferta, pero que se podrían mitigar si estos pueden hacer ajustes en sus actividades. Supóngase que en $t=0$ se tiene planeado el consumo de una cantidad $m^j \geq 0$ de electricidad, que por ejemplo se deriva de las actividades productivas en las que el consumidor se ha comprometido. En $t=1$, ante la posible ocurrencia de alguna contingencia del tipo

k , el usuario podrá tomar una acción correctiva $z_k^j > \acute{o} < 0$ de tal manera que la energía realmente consumida termina siendo $m^j - z_k^j \geq 0$.

La función de utilidad puede ser representada como $f_k^j(m^j, z_k^j, w^j)$. Siguiendo a (1) se tiene el siguiente problema de maximización del bienestar por parte del OS:

$$\begin{aligned} \max W &= \sum_{k=1}^K q_k \cdot \left[\sum_{j=1}^n f_k^j(m^j, z_k^j, w^j) - \sum_{s=1}^k c_s \cdot y_s \right] \\ \text{s.a.} & \\ y_k &= \gamma_k(x_k, w_k) \text{ tecnología } \forall k \\ \sum_{s=1}^k y_s &= \sum_{j=1}^n m_k^j + p(k) \text{ restricción de factibilidad } \forall k \\ m^j &\geq 0, z_k^j \geq 0, m^j - z_k^j \geq 0 \\ 1 \leq j &\leq n, \quad 1 \leq k \leq K \end{aligned} \quad (2)$$

Sea $q_k \cdot \theta_k^*$ el multiplicador de Lagrange asociado con la oferta y_k bajo el estado w_k , entonces de (2) se debe cumplir que:

$$\delta f_k^j / \delta m^j = \theta_k^* \quad \text{y} \quad \delta f_k^j / \delta z_k^j = -\theta_k^* \quad (3)$$

generalizando a todos los estados posibles se tiene que

$$\sum_{k=1}^K q_k \cdot \delta f_k^j / \delta m^j = -\sum_{k=1}^K q_k \cdot \delta f_k^j / \delta z_k^j \quad (4)$$

Estos resultados revelan la necesidad de conocer la distribución de precios del sistema, porque se requiere evaluar la utilidad marginal esperada y la desutilidad de las acciones correctivas bajo cada estado posible, para que los consumidores puedan determinar las opciones de consumo y sustitución del recurso más adecuadamente, lo que no es proporcionado por el esquema de precios *spot*.

Se considera que $f_k^j(m^j, z_k^j, w^j)$ es una función de utilidad separable, expresada como

$$f_k^j(m^j, z_k^j, w^j) = U(m^j - z_k^j) - L(z_k^j).$$

U^j representa el beneficio neto del consumo de energía y L^j la función de pérdidas por no abastecerse de las z_k^j unidades de energía, siendo U^j creciente y cóncava y L^j creciente y convexa.

Ahora se supone que en $t = 0$ un pronóstico de precios, θ_k^* y $q_k \forall k$, es anunciado por el OS. El consumidor j determinará su planeación de consumo y las acciones correctivas, al resolver:

$$\max \sum_{k=0}^K q_k \cdot [U(m^j - z_k^j) - L(z_k^j) - \theta_k^* \cdot (m^j - z_k^j)]$$

(5)

s.a.

$$m^j \geq 0, m_j - z_k^j \geq 0 \quad \forall k, j$$

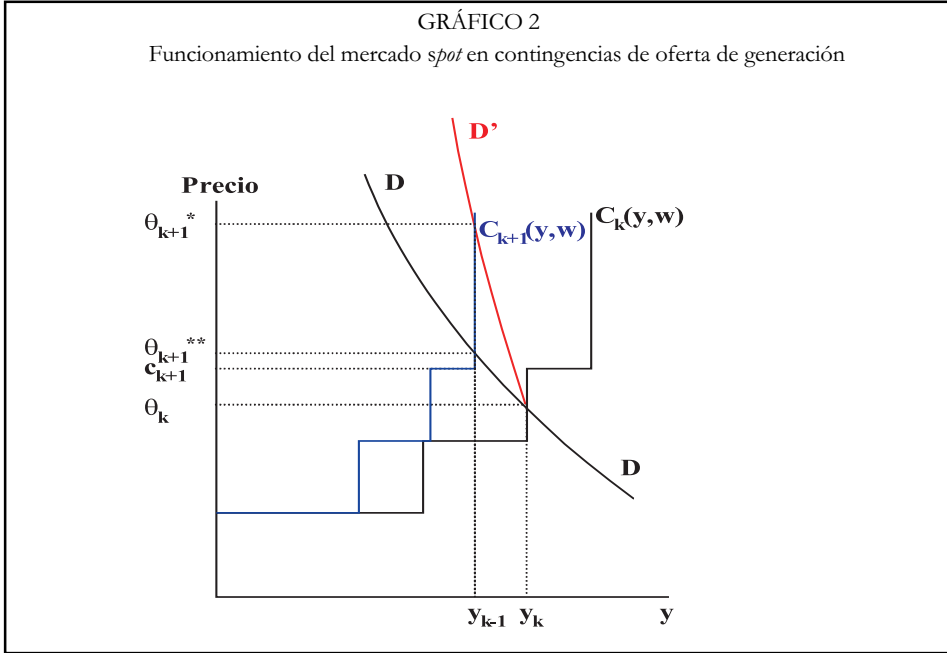
En $t = 1$, después de observar cuál evento ocurre, el OS anuncia el precio *spot* θ_k^* y los consumidores podrán ajustar sus demandas, igual que en el ejercicio (4), produciéndose así una mejora en la asignación de eficiencia, es decir, en términos de valores esperados y con niveles de información requeridos mínimos.

El interrogante que surge con esta solución es hasta dónde es posible que los consumidores sí puedan hacer los ajustes en el consumo de electricidad apropiadamente al prever los estados del sistema en todo momento. Las demandas no dejan de ser inflexibles y las fallas en la capacidad de generación son súbitas, a diferencia de la flexibilidad en las demandas cuando las fallas son de larga duración.

Cuando ocurren contingencias súbitas en el sistema, el precio marginal de la energía va a tener una significación diferente, puesto que el exceso del precio sobre el costo marginal va a ser equivalente a los costos asociados a una falla en el suministro, ya que los consumidores estarán dispuestos a pagar esta cantidad para evitar un corte del servicio de energía.

Se supone que para el evento w_k se tiene un precio marginal θ_k^* y ocurre una falla súbita en el sistema, que hace que entren en operación las unidades y_{k+1} . El precio marginal de equilibrio va a ser ahora igual a θ_{k+1}^* . Del sistema de ecuaciones (4) se tiene que $\theta_{k+1}^* = \delta U^j / \delta z_{k+1}^j + \delta L^j / \delta z_{k+1}^j$, o sea que el precio va a ser igual a la utilidad marginal más el costo de falla marginal de las unidades dejadas de consumir.

En el gráfico (2), además de observar la curva de demanda flexible DD, se incluye la de demanda inflexible o de muy corto plazo D'D, que es la que se debe considerar cuando ocurren fallas súbitas en el sistema. El área bajo esta última curva mide el costo de falla, mientras que el área bajo la curva DD expresa la utilidad marginal del consumo de la energía. θ_{k+1}^{**} es el precio de equilibrio cuando las demandas son totalmente flexibles.



El resultado anterior da una indicación importante: se debe buscar la manera de minimizar las distorsiones cuando efectivamente ocurren las contingencias y, como una situación ideal, que el sistema de generación se mantenga confiable en todo momento. Se advierte que esta propuesta de mejora en el sistema de precios *spot* tiene relación con el problema de la determinación de la capacidad de generación de respaldo y la confiabilidad óptima, y dará una señal clara sobre cuál debe ser el principio para remunerar la confiabilidad, con el fin de evitar una falla en el suministro del recurso. Ahora bien, lo que se propone es la definición de un mercado de seguros de confiabilidad, luego de determinar las desventajas de la planificación centralizada de la capacidad de generación.

B. Determinación de la confiabilidad del sistema

Para determinar la capacidad óptima de generación de respaldo se tiene en cuenta que los generadores ofrecen una capacidad de generación con una confiabilidad π_k , donde $\lambda(\pi_k)$ es el costo de la capacidad con una probabilidad de falla π_k ⁸. Supóngase por facilidad que π_k es una variable continua, donde $0 < \pi_k < \pi_k^*$. Esto indica que λ se incrementa cuando π_k se reduce y tiende a ser muy alto cuando $\pi_k \rightarrow 0$. En otros términos, $\lambda(\pi_k) \rightarrow 0$, con $\lambda' < 0 \forall \pi_k < \pi_k^*$ y $\lambda(\pi_k) \rightarrow -\infty$ si $\pi_k \rightarrow 0$, la función de costos es convexa $\lambda'' > 0$.

⁸ Para conservar la equivalencia con el modelo de pronósticos de precios se tiene que $\pi_k = 1 - q_k$.

Por otro lado, dado que los consumidores sufren pérdidas si ocurre una falla en el suministro, las pérdidas se pueden reducir si estos invierten en medidas preventivas. Sea $w(z_k^j)$ el costo de limitar la pérdida de energía a z_k^j y los costos de falla correspondientes sean $L(z_k^j)$ para el consumidor j . En conformidad con la propuesta de ofrecer a los consumidores en el mercado *spot* información adicional sobre pronósticos de precios y confiabilidades, lo que se supone es que esta información sirve para que se puedan efectuar acciones correctivas, de tal manera que el costo de falla no llegue a ser tan alto, lo que no quiere decir que éste sea eliminado.⁹ También se tiene que $w'(z) = 0$ si $z = m^j$ que es el consumo planeado, con $w' < 0 \forall z$ y $w' \rightarrow -\infty$ si $z \rightarrow 0$, también w es convexa $w'' > 0$.

Se considera que tanto los productores como los consumidores son neutrales al riesgo; la asignación socialmente óptima de la energía debe ocurrir cuando los costos de producción del sistema, que equivalen a la suma de los costos de producción del servicio, los costos de mitigación y los costos esperados de falla de los consumidores, sean minimizados:

$$\min_{\pi, z} CT(\pi_k, L(z)) = \lambda(\pi_k) + \sum_{j=1}^n w(z^j) + \sum_{j=1}^n \pi_k . L(z^j) \quad (6)$$

De donde se obtiene que

$$-\delta\lambda / \delta\pi_k = \sum_{j=1}^n L(z^j) \quad y \quad -\delta w / \delta z^j = \pi_k \delta L / \delta z^j \quad \forall j \quad (7)$$

El primer resultado indica que el costo marginal de generar una unidad de energía adicional es equivalente a los costos de falla evitados, lo que quiere decir que el precio que los consumidores están dispuestos a pagar por la capacidad debería ser exactamente igual al valor del beneficio que los consumidores reciben de esta capacidad adicional. El segundo resultado muestra que los costos incrementales de las medidas mitigatorias reducen el valor esperado de los costos de falla a $\pi_k \delta L / \delta z^j$ para cada consumidor. Este es el resultado estándar de los sistemas eléctricos planificados. Para aplicar estos resultados se requiere conocer λ , w y L , y que el planificador está maximizando el bienestar social, lo que es muy difícil en la práctica. Esta es la premisa inicial que incentiva a buscar métodos que requieran menores niveles de información y control, y sean menos costosos para el logro de la eficiencia.

1. *Descentralización de la confiabilidad del sistema*

Lo que se busca ahora es algún mecanismo de mercado que pueda ayudar a replicar (7) eficientemente. Se puede pensar en el diseño de un esquema de tarifas en el que

⁹ De hecho, se puede asociar a $w(z_k^j) + \pi_k . L(z_k^j)$ como un agregado de todos los costos, netos del pago de la electricidad, que involucra una falla con una probabilidad de ocurrencia π_k .

cada consumidor adquiere electricidad con una confiabilidad esperada π_k y cada generador es incentivado de alguna manera para que efectivamente la probabilidad de falla sea la probabilidad π_k ofrecida.

Supóngase que cada central generadora ofrece a cada consumidor una confiabilidad π_k a una tarifa $r(\pi_k)$, y que será penalizada por el OS en una cuantía $f(\pi_k)$ si ocurre la contingencia, de tal forma que si el consumidor está pagando una tarifa alta, la imposición a los generadores en el evento de la falla sea igualmente alta, al igual que los incentivos para mantener la confiabilidad del servicio.

Se supone que $r(\pi_k) = \lambda_i(\pi_k)$ y $f(\pi_k) = -\delta\lambda_i/\delta\pi_k$, es decir, que la tarifa es igual al costo de la capacidad asociada a la confiabilidad π_k y la penalización equivale al costo marginal de aumentar la capacidad para mantener la confiabilidad del servicio al consumidor.

El problema de minimización de costos para el productor i es el siguiente:

$$\min_{\pi_i} CT_i = \lambda_i(\pi_i) + \pi_i \cdot f(\pi_k) - r(\pi_k) \quad (8)$$

Es fácil derivar que la confiabilidad π_i elegida va a ser igual a π_k , por lo que cada productor es incentivado a elegir el nivel de confiabilidad ofrecido.

Cada consumidor tendrá la siguiente función de costos a minimizar:

$$\min_{z_k^j, \pi_k} CT_j = w(z_k^j) + \pi_k \cdot L(z_k^j) + r(\pi_k) \quad (9)$$

Esto implica que $-\delta w/\delta z_k^j = \pi_k \cdot \delta L/\delta z_k^j$ y $L(z_k^j) = -\delta r/\delta \pi_k$, entonces cada consumidor minimiza su pérdida y la penalización al productor va a ser equivalente al costo de falla.

Observe que el sistema de multas induce a la confiabilidad deseada π_k y no se necesita conocer las preferencias de los consumidores, puesto que el programa surge de la tecnología de producción de los generadores; además, la penalización va a ser igual al costo marginal de incrementar la capacidad de generación para alcanzar la confiabilidad π_k , es decir, será equivalente al costo de falla evitado; sin embargo, la tarifa $r(\pi_k)$ no logra financiar el valor esperado de las compensaciones, por lo que los productores van a tener beneficios negativos al no cubrir todos sus costos.

2. Mercado de seguros de confiabilidad

El objetivo siguiente es demostrar cómo en la definición de un mercado de seguros de confiabilidad se reproducen los resultados anteriores; esto implica tener en cuenta que los consumidores son aversos al riesgo y que estos deberán pagar una prima adicional por la confiabilidad del servicio y las multas se convertirán en compensaciones financieras cuando ocurran las fallas. *A priori* se sabe de las teorías

de la información que, cuando los costos de transacción no son significativos, cualquier actividad en la que se comprometa un consumidor neutral al riesgo, también la hará un consumidor averso al riesgo; por lo tanto, los resultados de (8) y (9) se deben mantener.

Sea $\pi_k/f(\pi_k)$ el valor de la prima por confiabilidad que el consumidor va a pagar, equivalente al costo esperado de falla para una probabilidad π_k , donde $f(\pi_k)$ es el monto de la compensación en caso de que efectivamente no se suministre la energía. Entonces, la nueva tarifa por una confiabilidad π_k estará dada por $T(\pi_k) = \lambda(\pi_k) + \pi_k/f(\pi_k)$. Se sabe de (9) que $f(\pi_k) = L(z_k^j)$.

El productor elegirá su nivel de confiabilidad al resolver:

$$\min_{\pi_i} CT_i = \lambda_i(\pi_i) + \pi_i \cdot f(\pi_k) - T(\pi_k) \quad (10)$$

donde nuevamente se obtendrá que $\pi_i = \pi_k$.

El problema del consumidor puede ser representado de la siguiente manera: sea D una función convexa que mide la desutilidad del consumidor debido a los costos asociados al pago por la confiabilidad, las medidas mitigatorias, las pérdidas y las compensaciones financieras en caso de que ocurra una falla en el suministro del recurso. El valor esperado de la desutilidad resultante de cualquier elección de π_k y z_k^j está dado por:

$$\in^j (\pi_k, z_k^j) = \pi_k \cdot D [w(z_k^j) + T(\pi_k) + L(z_k^j) - f(\pi_k)] + (1 - \pi_k) \cdot D [w(z_k^j) + T(\pi_k)] \quad (11)$$

Se designa a (π_p, z_p^j) como la solución al problema $-\delta\lambda_i/\delta\pi_k = L(z_k^j)$ y $\delta w/\delta z_k^j = \pi_k \cdot \delta L/\delta z_k^j$, donde $f(\pi_k) = L(z_k^j)$. Lo que se demuestra a continuación es que esta solución va a ser también la que minimiza a $\in^j(\cdot)$.

Puesto que la función $D[\cdot]$ es convexa se tiene que:

$$\in^j (\pi_k, z_k^j) \geq D \{ \pi_k \cdot [w(z_k^j) + T(\pi_k) + L(z_k^j) - f(\pi_k)] + (1 - \pi_k) \cdot [w(z_k^j) + T(\pi_k)] \} \quad (12)$$

$$\in^j (\pi_k, z_k^j) \geq D \{ w(z_k^j) + T(\pi_k) + \pi_k \cdot [L(z_k^j) - f(\pi_k)] \} \quad (13)$$

$$\in^j (\pi_k, z_k^j) \geq D \{ w(z_k^j) + T(\pi_k) + \pi_k \cdot L(z_k^j) - \pi_k \cdot f(\pi_k) \} \quad (14)$$

$$\in^j (\pi_k, z_k^j) \geq D \{ w(z_k^j) + \lambda(\pi_k) + \pi_k \cdot f(\pi_k) + \pi_k \cdot L(z_k^j) - \pi_k \cdot f(\pi_k) \} \quad (15)$$

$$\in^j (\pi_k, z_k^j) \geq D \{ w(z_k^j) + \lambda(\pi_k) + \pi_k \cdot L(z_k^j) \} \quad (16)$$

Como la función $D(\cdot)$ es monótona, se obtiene que $-\delta w/\delta z_k^j = \pi_k \cdot \delta L/\delta z_k^j$ y $-\delta\lambda_i/\delta\pi_k = L(z_k^j)$ así que, efectivamente, (π_p, z_p^j) resuelve $D(\cdot)$; por lo tanto:

$$\in^j (\pi_k, z_k^j) \geq \in (\pi_I, z_I^j) \quad (17)$$

El resultado indica que los consumidores autoseleccionan correctamente el valor de los seguros de confiabilidad y se reproduce la asignación de la confiabilidad socialmente óptima.

3. *Provisión de seguros de confiabilidad en una industria competitiva*

Para generalizar el resultado al caso de la competencia, ahora cada generador marginal i ofrece a los consumidores o al OS una confiabilidad π_k . El precio de la energía estará dado por θ_k , el costo de la capacidad es $\lambda_i(\pi_k)$ y y_k son las unidades de energía producidas. Sea $s(\pi_k)$ el precio de la electricidad para la confiabilidad ofrecida, el cual se compone del pago de la energía, la capacidad y el seguro de confiabilidad. Dada la estructura de costos del generador i , la determinación del nivel de producción y_k y la confiabilidad π_i que maximicen sus beneficios, será:

$$\max B_i(y_k, \pi_i / \pi_k) = s(\pi_k) \cdot y_k - \theta_k \cdot y_k - \lambda_i(\pi_i) \cdot y_k - \pi_i \cdot f(\pi_k) \cdot y_k \quad (18)$$

Derivando respecto a y_k y π_i se obtiene:

$$\delta B_i / \delta y_k = s(\pi_k) - \theta_k - \lambda_i(\pi_i) - \pi_i \cdot f(\pi_k) \quad (19)$$

$$\delta B_i / \delta \pi_k = -\delta \lambda_i / \delta \pi_i \cdot y_k - f(\pi_k) \cdot y_k \quad (20)$$

De (20) se tiene nuevamente que la confiabilidad efectiva termina siendo igual a la ofrecida, $\pi_i = \pi_k$ y como en el equilibrio competitivo los beneficios normales son cero, de (19) se halla que:

$$s(\pi_k) = \theta_k + \lambda(\pi_k) + \pi_k \cdot f(\pi_k) \quad (21)$$

Este resultado confirma que la competencia incentiva a que cada productor mantenga la confiabilidad ofrecida, por lo que se espera que el mercado asigne niveles bajos de tarifas y mayores niveles de confiabilidad.

4. *Importancia de los seguros de confiabilidad*

a. Se provee la información necesaria para los agentes del sistema, sólo se necesita que los proveedores del servicio conozcan el monto de seguros comprado por cada consumidor y el consumidor sepa la probabilidad de falla asociada a cada compra. No es necesario monitorear el desempeño de los generadores, porque las penalizaciones remueven los incentivos para mantener una confiabilidad subóptima.

b. Se induce a una confiabilidad óptima y unos costos de falla mínimos. Dado que la probabilidad de falla es una variable endógena a los generadores, se está transfiriendo el riesgo de consumidores aversos a los generadores sin problemas de riesgo moral; hay incentivos para mantener una confiabilidad alta en el sistema por parte de estos. En el caso de ocurrencia de falla, se asignará prioritariamente el recurso escaso a las demandas altas para disminuir el valor de las compensaciones, minimizando así los costos de falla. Los consumidores paralelamente están usando diversas fuentes de abastecimiento, como son las medidas mitigatorias propias y el pago por la confiabilidad del servicio.

c. El mecanismo puede ser usado y sostenido en mercados de generación de electricidad liberados; si la competencia es eficiente en la asignación de la energía, la provisión de la confiabilidad surge como una extensión adicional al mercado de la energía. Esto quiere decir que la confiabilidad, y con ello la capacidad física de respaldo, es posible asignarse competitivamente mediante un mercado de contratos de seguros de confiabilidad.

C. Integrando el uso de pronósticos de precios y la provisión de seguros de confiabilidad

Ahora se consideran conjuntamente las soluciones de eficiencia a los problemas de la mejora en el sistema de precios *spot* y la determinación de la confiabilidad; esto indica que los consumidores van a estar decidiendo conjuntamente el consumo de energía, el pago por la capacidad de respaldo y la compra de seguros de confiabilidad. Se supone nuevamente que en el momento $t = 0$ un pronóstico de precios θ_k^* y $q_k \forall k$, es anunciado por el OS. El consumidor j determinará sus decisiones al resolver:

$$\max \sum_{k=0}^K q_k \cdot [U(m^j - z_k^j) - w(z_k^j) - L(z_k^j) - \theta_k^* \cdot (m^j - z_k^j) - T(q_k) \cdot (m^j - z_k^j) + f(q_k)] \quad (22)$$

En $t = 1$, después de observar cuál evento ocurre, el OS anuncia el precio *spot* θ_k^* efectivo y los consumidores podrán ajustar sus demandas y los pagos por la confiabilidad del servicio, produciéndose, así, una mejora en la asignación de eficiencia, es decir, en términos de valores esperados y con niveles de información requeridos mínimos.

III. UNA APLICACIÓN DE LOS PRONÓSTICOS DE PRECIOS Y LOS SEGUROS DE CONFIABILIDAD AL MERCADO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA

La confiabilidad del mercado de generación de electricidad puede ser optimizada al proporcionarle a los agentes del mercado información adicional al precio *spot* unitario de equilibrio de cada hora, es decir, información sobre la distribución de pronósticos de precios *spot* y las probabilidades de falla correspondientes, con el fin de que se puedan tomar decisiones correctas en un ambiente que es incierto por naturaleza. Obviamente, se supone que las demandas de electricidad son flexibles y que se pueden ajustar los procesos productivos y de consumo con facilidad a las contingencias, lo que en la realidad no ocurre. Más bien el reconocimiento de la inflexibilidad en la demanda da lugar a la necesidad de un mecanismo que garantice la confiabilidad en todo momento y, en el caso de fallas súbitas, exista una regla de asignación de la electricidad que minimice los costos sociales de las fallas en la capacidad de generación. Con la implantación de un mercado de seguros de confiabilidad se logran ambos

objetivos: se incentiva la asignación eficiente de la electricidad en casos de falla y se produce información adicional que ayuda a la toma de decisiones más inteligentes en el mercado spot.

A. Pronósticos de precios

Supóngase que las probabilidades de falla del sistema pueden representarse como una función continua de la forma:

$$\pi(g) = a - \alpha \cdot g \quad (23)$$

Donde $a > 0$ indica la probabilidad de que ocurra una falla súbita infinitesimal en la capacidad de generación -comúnmente llamada LOLP¹⁰-. La probabilidad de falla es decreciente con el nivel de la carga $g \in (0, 1)$, entonces $\alpha > 0$. Naturalmente, esta función no va a ser constante y debe variar permanentemente dependiendo de la capacidad disponible, la estación climática y el tiempo del día.¹¹

Asimismo, se define una función de costos debido a la indisponibilidad de energía, como:

$$L(g) = c + \delta \cdot g \quad (24)$$

El parámetro c mide la disposición a pagar por el primer Kw de energía racionado. Los costos van a aumentar con el nivel de energía racionada a una tasa d . Esta función de costos dependerá del grado de flexibilidad de la demanda. En el corto plazo, como consecuencia de fallas súbitas en la capacidad de generación, la demanda va a ser altamente inflexible y los costos de falla se aumentan significativamente. La demanda también va a cambiar en todo momento debido a su estacionalidad y los cambios en las condiciones económicas.

Si los consumidores son neutrales al riesgo, el costo total esperado por cada Kw de energía con una indisponibilidad de tamaño g va a estar dado por:

$$N(g) = P(g) + \pi(g) \cdot L(g) \quad (25)$$

Es decir, la suma del precio pagado por la energía y el costo esperado de falla. Cada consumidor, al estar dispuesto a pagar un precio $P(\cdot)$ por la energía, también está considerando una confiabilidad $\pi(\cdot)$, lo que da lugar a unos costos de falla $L(\cdot)$. Esto implica que los consumidores van a minimizar los costos totales N con respecto a g , dando como resultado la siguiente condición de primer orden¹²:

¹⁰ Loss of Load Probability (LOLP).

¹¹ Para esta aproximación se utilizó como referencia a Beenstock y Goldin (1997).

¹² El término $\pi(g) \cdot \delta L / \delta g = 0$ puesto que la función de densidad de probabilidad es continua. Cuando los consumidores son aversos al riesgo, estos resultados se reproducen de nuevo (véase el Capítulo I).

$$\frac{\delta N}{\delta g} = \frac{\delta P}{\delta g} + \left(\frac{\delta \pi}{\delta g}\right).L(g) = 0 \quad (26)$$

Reemplazando (23) y (24) en (26) se tiene que:

$$\frac{\delta P}{\delta g} = \alpha(c + \delta g) \quad (27)$$

Por lo tanto,

$$p(g) = \alpha c.g + \frac{\alpha \delta .g^2}{2 + k} \quad (28)$$

Este resultado muestra que la disponibilidad a pagar va a ser creciente en función del rango de demanda afectado. La fórmula cuadrática para el precio es resultado de la linealidad de las funciones (23) y (24).

Al tener en cuenta que los ingresos recaudados deben ser suficientes para recuperar los costos en la producción de la energía, se tiene la siguiente restricción de igualdad:

$$\int_0^g p(g).dg = m.g + n.g^2 \quad (29)$$

El término del lado izquierdo significa que la función de costos de producción de la energía es continua y creciente en g .

Al resolver (29) y despejar para k , se encontrará la siguiente expresión para (28):

$$P(g) = \frac{\alpha c.g}{2} + \frac{\alpha \delta .g^2}{3} + (m + 2n.g) \quad (30)$$

$P(g)$ establece que los consumidores están dispuestos a pagar un precio más alto que el costo marginal de producción, dependiendo de sus preferencias y de los costos, debido a la indisponibilidad de la energía si ocurre una falla, en un momento en que las probabilidades de falla del sistema están dadas por:

$$\pi(g) = a - \alpha.g \quad (30^*)$$

Una aplicación de los pronósticos de precios

Ahora se hace un ejercicio de aplicación que ayuda a identificar cuáles insumos se requerirían para que el mecanismo sea operativo en la práctica. La distribución probabilística de los costos debido a la indisponibilidad de la energía, se puede considerar como exponencial, dado que normalmente va a encontrarse que la mayoría de los consumidores tiene bajos costos de falla, y que pocos consumidores – la industria y el comercio – poseen altos costos de falla. Así que se supone que la distribución está dada por:

$$f(L) = \lambda L^{-\lambda \cdot L} \quad (31)$$

Donde el valor esperado de los costos de indisponibilidad es $E(L) = 1/\lambda$. Para el caso de esta distribución exponencial, la ecuación (24) se representa como:

$$L = -\left(\frac{1}{\lambda}\right) \cdot \ln(1 - g) \quad (32)$$

Los sistemas de generación como el colombiano se planifican con una confiabilidad determinada técnicamente, por ejemplo con una probabilidad de falla súbita a del 5% en cada momento del tiempo; sin embargo, no se dispone de una distribución de probabilidades para cada momento del tiempo. Este impasse puede resolverse si en la planeación del sistema se recalculan las probabilidades de falla para el abastecimiento de niveles diferentes de demanda más bajos a la demanda esperada. Obsérvese que esto daría lugar a probabilidades de falla más bajas, mientras menor es la demanda esperada a abastecer. Se supone que para la construcción de la ecuación (23) se sigue esta metodología, que se deriva como:

$$\pi(g) = a - \alpha \cdot g - \beta \cdot g^2 \quad (33) \quad , \text{ con } a > 0 \text{ y } \alpha > 0$$

El signo de β dependerá de la vulnerabilidad del sistema a fallas; por ejemplo, en el caso de períodos de demanda alta y de escasez de lluvias en sistemas donde haya una alta composición de oferta hidroeléctrica $\beta > 0$.

Siguiendo a (23) - (27) se tiene que:

$$\frac{\delta P}{\delta g} = -\left(\frac{1}{\lambda}\right) \cdot \ln(1 - g) \cdot (\alpha + 2\beta \cdot g) \quad (34)$$

por lo tanto:

$$P(g) = \left(\frac{2\beta}{\lambda}\right) \cdot \left[(1 - g^2) \cdot \ln(1 - g) - \frac{(3 - 2 \cdot g - g^2)}{4} \right] + \left(\frac{\alpha(1 - g)}{\lambda}\right) \cdot [\ln(1 - g) - 1] + k \quad (35)$$

Ahora bien, siguiendo la restricción de ingresos, se tiene:

$$\int_0^g p(g).dg = m.g + n.g^2$$

Resolviendo (36):

$$\left\{ \frac{[-(8\beta + 3\alpha) + (6\alpha + 12\beta).g - 3\alpha.g^2 - 4\beta.g^3]}{6\lambda} \right\} . \ln(1 - g) + \left\{ \frac{[(89\alpha + 24\beta) - (54\alpha + 102\beta).g + (27\alpha + 30\beta).g^2 + 14\beta.g^3]}{36\lambda} \right\} + k.g = m.g + n.g^2 \quad (37)$$

Despejando k e incorporando este resultado en (35):

$$P(g) = \left\{ \frac{[(8\beta + 3\alpha) - (9\alpha + 20\beta).g + (9\alpha + 12\beta).g^2 - (3\alpha - 4\beta).g^3 - 4\beta.g^4]}{6\lambda.g} \right\} . \ln(1 - g) + \left\{ \frac{[-(9\alpha + 24\beta) + (63\alpha + 126\beta).g - (81\alpha + 132\beta).g^2 + (27\alpha + 16\beta).g^3 + 14\beta.g^4]}{36\lambda.g} \right\} + m + n.g \quad (38)$$

El sistema de probabilidades de falla está dado por:

$$\pi(g) = a - \alpha.g - \beta.g^2 \quad (38^*)$$

Obsérvese que la distribución de pronósticos de precios y confiabilidades dependerá de las condiciones de la oferta y la demanda en cada momento del tiempo; esto significa que los valores de α , β y λ van a variar permanentemente y la criticidad de la falla dependerá de los valores que tome g ; por lo tanto, la operatividad de este esquema depende de la factibilidad de adquirir permanentemente información sobre las condiciones de la oferta y la demanda del mercado de generación de electricidad. En lo que sigue, se mostrará cómo el mercado de seguros de confiabilidad resuelve este problema de información, se endogenizan los riesgos de falla en la capacidad de generación y se produce una confiabilidad óptima.

B. Seguros de confiabilidad

Cuando se establece el mercado de seguros de confiabilidad, a cada usuario se le ofrece una tarifa por confiabilidad del tipo $T(\pi_k)$, donde π_k representa la probabilidad de falla. Esta tarifa corresponde a la suma del cargo por capacidad y a la prima por el seguro de confiabilidad, que es opcional.¹³ Sea $\lambda(\pi_k)$ la función de costos de capacidad

¹³ Para evitar distorsiones, el pago del seguro debe ser separado de los pagos por la energía y por la capacidad.

para una probabilidad de falla π_k , donde $0 < \pi_k < \pi_K$. Esto debe indicar que λ se incrementa cuando k se reduce y tiende a ser muy alto cuando π_k tiende a cero. En otros términos, $\lambda'(\pi_k) = 0$, con $\lambda' < 0$

$\forall \pi_k < \pi_K$ y $\lambda' \rightarrow -\infty$ si $\pi_k \rightarrow 0$, la función de costos es convexa $\lambda'' > 0$.

En Colombia, el cargo por capacidad (CxC) se remunera en función de la tecnología más barata para satisfacer la demanda de punta y el sistema funciona con una probabilidad de falla LOLP = 5%, entonces podemos pensar que $\lambda(0.05) = \$CxC/Kw$ y como hay una probabilidad de falla tan alta $\pi_K \rightarrow 1$, para la cual nadie estaría dispuesto a pagar por la capacidad, supongamos que $\lambda(\pi_K) = \$0/Kw$.

La función más sencilla que cumple las condiciones anteriores, es:

$$\lambda(\pi_k) = \mu + \frac{\rho}{\pi_k} \tag{39}$$

Donde: $\lambda(LOLP) = \mu + \rho / LOLP = CxC$ (40)

$$\lambda(\pi_K) = \mu + \rho / \pi_K = 0 \tag{41}$$

Resolviendo para m y r se tiene que:

$$\lambda(\pi_K) = \left[\frac{LOLP \cdot CxC}{(\pi_K - LOLP)} \right] \left[\frac{(\pi_K - \pi_k)}{\pi_k} \right] \tag{42}$$

En Colombia, el CxC mínimo observado es cercano a los \$15/Kw (a precios de julio de 2000), y el promedio entre los años 1997–2000 es de \$17.01. Utilicemos este último valor para el CxC y el hecho de que el sistema funciona con una confiabilidad del 5% (LOLP); para diferentes valores de π_k se tendrá el siguiente programa de pagos del CxC :

| CUADRO 1 Cargos por Capacidad | | | | | | | | |
|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|
| $\pi_k \backslash \pi_K$ | 0.01 | 0.02 | 0.03 | 0.04 | 0.05 | 0.07 | 0.09 | 0.1 |
| 0.5 | 92.61 | 45.36 | 29.61 | 21.74 | 17.01 | 11.61 | 8.61 | 7.56 |
| 0.6 | 91.24 | 44.84 | 29.38 | 21.65 | 17.01 | 11.71 | 8.76 | 7.73 |
| 0.7 | 90.28 | 44.5 | 29.22 | 21.6 | 17.01 | 11.77 | 8.87 | 7.85 |
| 0.8 | 89.6 | 44.22 | 29.1 | 21.55 | 17.01 | 11.83 | 8.95 | 7.94 |
| 0.9 | 89.05 | 44 | 29 | 21.51 | 17.01 | 11.86 | 9 | 8 |
| 1.0 | 88.63 | 43.87 | 28.95 | 21.5 | 17.01 | 11.9 | 9.05 | 8.06 |

Ahora bien, la prima por el seguro debe equivaler al costo marginal de aumentar la capacidad multiplicada por la probabilidad de falla ofrecida; este costo marginal está dado por:

$$-\delta\lambda(\pi_k) / \delta\pi_k = [(LOLP * CxC) / (\pi_0 - LOLP)] * (\pi_0 / \pi_k^2) \tag{43}$$

Los costos marginales de la capacidad para mantener la confiabilidad del servicio, son:

| CUADRO 2 Costo Marginal de Capacidad de Generación | | | | | | | | |
|---|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| π_k \ / \ π_k | 0.01 | 0.02 | 0.03 | 0.04 | 0.05 | 0.07 | 0.09 | 0.1 |
| 0.5 | 9450 | 2362.5 | 1050 | 590.63 | 378 | 192.86 | 116.67 | 94.5 |
| 0.6 | 9278.2 | 2319.5 | 1030.9 | 579.89 | 371.13 | 189.35 | 114.54 | 92.78 |
| 0.7 | 9159.53 | 2289.8 | 1017.7 | 572.45 | 366.37 | 186.92 | 113.07 | 91.6 |
| 0.8 | 9072 | 2268 | 1008 | 567 | 362.88 | 185.14 | 112 | 90.72 |
| 0.9 | 9005.3 | 2251.32 | 1000.6 | 562.83 | 360.21 | 183.78 | 111.18 | 90.05 |
| 1.0 | 8952.63 | 2238.16 | 994.74 | 559.54 | 358.1 | 182.7 | 110.53 | 89.52 |

Para facilitar el análisis se asumirá que $\pi_k = 1$, puesto que es difícil determinar a qué probabilidad de falla los costos de capacidad son cero o si los consumidores no estarán dispuestos a pagar nada por ésta, entonces la oferta de cargos por capacidad y costos marginales de capacidad que interesan, son los correspondientes a la última fila de los cuadros 1 y 2.

La tarifa por confiabilidad estará dada por:

$$T(\pi_k) = \lambda(\pi_k) + \pi_k * [-\delta\lambda(\pi_k) / \delta\pi_k] \forall \pi_k \tag{44}$$

El segundo término de la tarifa corresponde al pago opcional del seguro por confiabilidad. Supóngase que los proveedores de seguros ofrecen las siguientes opciones de confiabilidad:

| CUADRO 3 Oferta de Opciones de Confiabilidad | | | | | |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| | Opción 1 | Opción 2 | Opción 3 | Opción 4 | Opción 5 |
| Probabilidad | 0.05 | 0.04 | 0.03 | 0.02 | 0.01 |
| Prima | 17.9 | 22.4 | 28.95 | 44.77 | 89.53 |
| Compensación | 358.1 | 559.54 | 994.74 | 2238.16 | 8952.63 |
| CxC | 17.01 | 21.5 | 28.95 | 43.87 | 88.63 |

Por otra parte, cada consumidor j va a elegir la tarifa por confiabilidad que minimice sus costos totales:

$$CT = w(z^j_k) + \pi_k .L(z^j_k) + T(\pi_k) - \pi_k .f(\pi_k) \quad (45)$$

Donde $w(\cdot)$ corresponde al costo de medidas preventivas por parte del consumidor, que limitan la pérdida de energía en caso de falla a z^j_k , $L(\cdot)$ los costos de falla vinculados a esta pérdida de energía, $T(\cdot)$ la tarifa pagada por la confiabilidad π_k y $f(\cdot)$ la compensación financiera del seguro asociada a esta tarifa.

Al minimizar el consumidor sus costos con respecto a z^j_k y las confiabilidades ofrecidas, y considerando que en el equilibrio las primas son actuarialmente justas, se tiene que $L(z^j_k) = -\delta\lambda(\pi_k)/\delta\pi_k$, es decir, el costo marginal de aumentar la capacidad es igual al costo de falla evitado; en otros términos, cada agente auto selecciona la prima de seguros y la probabilidad de falla correspondiente en función de sus costos privados de falla.

Al centrarse en el problema de la elección de la prima por seguros de confiabilidad, se supone que el consumidor no realiza medidas preventivas, es decir, z^j_k es la pérdida bruta de energía en caso de falla y $w(\cdot) = 0$; así, la función de costos se reduce a:

$$CT = \pi_k .L(z^j_k) + T(\pi_k) - \pi_k .f(\pi_k) \quad (46)$$

Sea la demanda representada por cinco consumidores y la disponibilidad a pagar (WTP) de cada uno es la siguiente: $WTP_A = 530$, $WTP_B = 738.94$, $WTP_C = 1173.74$, $WTP_D = 2420$ y $WTP_E = 8952.63$. Se puede asignar al precio spot PS un valor igual a \$179/Kw, correspondiente al valor más alto observado en el período de funcionamiento de la bolsa de energía (septiembre 1997); por lo tanto, el costo neto de falla de cada consumidor será:

$$L_A = 351, L_B = 559.54, L_C = 94.74, L_D = 2241 \text{ y } L_E = 8733.$$

Ahora cada consumidor calculará el costo neto, cada opción de seguros de confiabilidad y elegirá la de menor costo:

Consumidor A

| | |
|------------------|--|
| Sin Seguro. | $0.05*(530 - 179) + 17.01 = 34.56$ |
| Opción 1. | $0.05*(530 - 179) + 17.01 + 17.9 - 0.05*358.1 = 34.56$ |
| Opción 2. | $0.04*(530 - 179) + 21.5 + 22.4 - 0.04*559.54 = 35.56$ |
| Opción 3. | $0.03*(530 - 179) + 28.95 + 28.95 - 0.03*994.74 = 38.6$ |
| Opción 4. | $0.02*(530 - 179) + 43.87 + 44.77 - 0.02*2238.16 = 50.9$ |
| Opción 5. | $0.01*(530 - 179) + 88.63 + 89.53 - 0.01*8952.63 = 92.14$ |

Consumidor B

| | |
|------------------|---|
| Sin Seguro. | $0.05*(738.94 - 179) + 17.01 = 45$ |
| Opción 1. | $0.05*(738.94 - 179) + 17.01 + 17.9 - 0.05*358.1 = 45$ |
| Opción 2. | $0.04*(738.94 - 179) + 21.5 + 22.4 - 0.04*559.54 = 43.92$ |
| Opción 3. | $0.03*(738.94 - 179) + 28.95 + 28.95 - 0.03*994.74 = 44.86$ |
| Opción 4. | $0.02*(738.94 - 179) + 43.87 + 44.77 - 0.02*2238.16 = 55.07$ |
| Opción 5. | $0.01*(738.94 - 179) + 88.63 + 89.53 - 0.01*8952.63 = 94.23$ |

Consumidor C

| | |
|------------------|---|
| Sin Seguro. | $0.05*(1173.74 - 179) + 17.01 = 66.75$ |
| Opción 1. | $0.05*(1173.74 - 179) + 17.01 + 17.9 - 0.05*358.1 = 66.74$ |
| Opción 2. | $0.04*(1173.74 - 179) + 21.5 + 22.4 - 0.04*559.54 = 61.3$ |
| Opción 3. | $0.03*(1173.74 - 179) + 28.95 + 28.95 - 0.03*994.74 = 57.9$ |
| Opción 4. | $0.02*(1173.74 - 179) + 43.87 + 44.77 - 0.02*2238.16 = 63.8$ |
| Opción 5. | $0.01*(1173.74 - 179) + 88.63 + 89.53 - 0.01*8952.63 = 98.6$ |

Consumidor D

| | |
|------------------|---|
| Sin Seguro. | $0.05*(2420 - 179) + 17.01 = 129.06$ |
| Opción 1. | $0.05*(2420 - 179) + 17.01 + 17.9 - 0.05*358.1 = 129$ |
| Opción 2. | $0.04*(2420 - 179) + 21.5 + 22.4 - 0.04*559.54 = 111.16$ |
| Opción 3. | $0.03*(2420 - 179) + 28.95 + 28.95 - 0.03*994.74 = 95.29$ |
| Opción 4. | $0.02*(2420 - 179) + 43.87 + 44.77 - 0.02*2238.16 = 88.7$ |
| Opción 5. | $0.01*(2420 - 179) + 88.63 + 89.53 - 0.01*8952.63 = 111.04$ |

Consumidor E

| | |
|------------------|--|
| Sin Seguro. | $0.05*(8952.63 - 179) + 17.01 = 455.69$ |
| Opción 1. | $0.05*(8952.63 - 179) + 17.01 + 17.9 - 0.05*358.1 = 455.69$ |
| Opción 2. | $0.04*(8952.63 - 179) + 21.5 + 22.4 - 0.04*559.54 = 379.68$ |
| Opción 3. | $0.03*(8952.63 - 179) + 28.95 + 28.95 - 0.03*994.74 = 296.68$ |
| Opción 4. | $0.02*(8952.63 - 179) + 43.87 + 44.77 - 0.02*2238.16 = 223$ |
| Opción 5. | $0.01*(8952.63 - 179) + 88.63 + 89.53 - 0.01*8952.63 = 178.17$ |

Este resultado muestra que los consumidores hacen una autoselección eficiente de las opciones de confiabilidad en función de sus costos privados de falla. Este programa le proporciona al coordinador información importante sobre las características de la oferta y la demanda del sistema de generación de electricidad. Cuando ocurre una contingencia, los generadores asignarán la energía disponible,

priorizando a cada consumidor en función de la prima por confiabilidad pagada o la compensación financiera a que daría lugar, minimizando así los costos económicos de las fallas en la capacidad de generación.

Observaciones

1. La prima por el seguro de confiabilidad termina siendo mayor que el $C \times C$, debido a que la función de costos de capacidad es creciente en la confiabilidad y el seguro está pagando una capacidad de generación marginal de respaldo y una compensación financiera, en caso de que no se asigne la electricidad; sin embargo, en una situación de alta criticidad en la generación de energía, los precios *spot* pueden alcanzar niveles mucho más altos que los de las primas por confiabilidad. De todos modos, cuando se hace uso de estas opciones, se induce a que los precios ofrecidos por los generadores en la bolsa de energía no sean tan altos, debido a la restricción que impone la garantía de suministro de electricidad o el pago de las compensaciones financieras.¹⁴

2. El seguro de confiabilidad es opcional, pero en el momento de elegir esta opción se debe elegir en función del $C \times C$ seleccionado. Esto no implica que se está discriminando en contra de aquellos consumidores que no demanden los seguros, pues se supone que debe existir una regulación sobre la calidad de la capacidad de generación que se está pagando (mantenimiento y disponibilidad de la capacidad de generación).

3. Actualmente, en el mercado de generación colombiano no hay competencia por la capacidad; su remuneración es homogénea por cada Kw ofrecido y se asigna discrecionalmente, independientemente de la tecnología de generación de respaldo. En este caso, la confiabilidad ofrecida sería igual para cada opción de seguro y se diferenciaría por el monto de la compensación financiera (valor de la prima), pero el principio de asignación de la electricidad, en caso de fallas, se mantiene.

4. Se ha supuesto que la periodicidad de los mercados de cargos por capacidad y de los seguros de confiabilidad es igual, es decir, operan cada día; sin embargo, en la práctica esto no ocurre puesto que, si bien el mercado de seguros complementa el mercado *spot*, los pagos a la capacidad de generación tienen una naturaleza de más largo plazo. La vinculación del seguro al cargo por capacidad no implica que lo anterior se esté dejando de lado; el agente ha seleccionado el $C \times C$ y hace uso de la opción en el momento en el que considere que el mercado de electricidad es vulnerable a contingencias en la capacidad de generación de electricidad.

¹⁴ Por ejemplo, entre agosto y septiembre de 1997 el precio *spot* pasó de \$51.27 a \$179.01, o sea un aumento porcentual del 349%, mientras que el valor de las primas por confiabilidad ofrecidas oscila entre \$18 y \$90.

IV. RESTRICCIONES PARA LA APLICABILIDAD DEL MERCADO DE SEGUROS DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO COLOMBIANO

Por último, se intenta identificar el tipo de restricciones que pueden limitar o entorpecer la aplicación de los mecanismos propuestos.

A. Restricciones institucionales

La implementación de un mercado de seguros de confiabilidad implica la eliminación de las restricciones institucionales que no permiten que opere el mercado en situaciones de criticidad en la capacidad de generación, es decir, ante contingencias de corta o de larga duración. Las políticas de intervención de la oferta, que imponen unos mínimos operativos y aplican mediante la intervención de precios de los generadores, de tal manera que el sistema mantenga una capacidad de generación de respaldo¹⁵, pueden eliminarse si se considera que estos agentes van a asumir los riesgos de sus acciones y sus negocios tienen una perspectiva dinámica mayor a la de corto plazo. Las políticas de intervención de la demanda, que buscan que la demanda se ajuste a la capacidad de generación disponible, son de una naturaleza más compleja. Los criterios de solidaridad y equidad se contraponen al esquema de mercado libre sobre el cual operarían los seguros de confiabilidad, que busca minimizar los costos económicos en casos de falla; esto es, el Estatuto del Racionamiento [R CREG 217 de 1997] limita e, incluso, anula la operatividad de cualquier herramienta de cubrimiento contra el riesgo y de los seguros de confiabilidad, cuando se declara el racionamiento.¹⁶

En la Ley Eléctrica también se restringe la participación de los grandes usuarios directamente en la bolsa, pues reglamenta tres mercados para la electricidad en Colombia: el mercado mayorista, el mercado libre o de grandes usuarios y el mercado regulado Racionamiento. Los grandes usuarios sólo pueden ser atendidos por los comercializadores en el mercado libre, lo que limita ampliamente el desarrollo de la competencia en el mercado mayorista.¹⁷

B. Restricciones de economía política

Los altos riesgos asociados a la inestabilidad política, la violencia extrema y la falta de reglas de juego claras en la regulación¹⁸, impiden el avance en las reformas de

¹⁵ La obligación de mantener una capacidad de generación de respaldo recae solamente en las firmas que poseen centrales de generación hidroeléctrica.

¹⁶ Véase también el Artículo 88 de la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica).

¹⁷ Adicionalmente, la Ley Eléctrica ha permitido la integración vertical entre generadores y comercializadores, y la demanda sólo expresa una carga que la oferta debe abastecer en cada momento, por lo que juega pasivamente en la determinación del precio de la energía.

¹⁸ Entre la falta de reglas de juego claras, cabe mencionar que las reformas permitieron la integración vertical en la industria para firmas ya establecidas (por lo general de propiedad pública); también

mercado necesarias para dinamizar y consolidar la industria eléctrica. El riesgo país, asociado primordialmente a la incertidumbre política y a las condiciones de violencia extrema, ha afectado el comportamiento del mercado de electricidad mayorista. A modo de ejemplo, se puede pensar que los generadores de electricidad, a quienes por ley les correspondía asumir el 50% de los costos asociados a las restricciones — causadas, entre otras, por los atentados a las torres de transmisión— han optado por incluir en su precio de oferta en la bolsa un estimativo de lo que eventualmente están costando estas voladuras.¹⁹

C. Restricciones técnicas

Las propuestas para mejorar la confiabilidad del mercado *spot* están inicialmente supeditadas a la disponibilidad y difusión de gran cantidad de información, relacionada con la distribución de precios y confiabilidades para complementar el precio unitario *spot*. También se ha determinado que con el mercado de seguros de confiabilidad se revela información importante sobre las condiciones de la oferta y la demanda, para que los usuarios del mercado *spot* tomen decisiones más inteligentes o diversifiquen los riesgos al optar por las opciones de seguros.

El grado de operatividad de estos seguros depende del nivel en el que se puede priorizar la demanda cuando se producen las contingencias.²⁰ Se considera que el Sistema Interconectado Nacional (SIN) presenta características que hacen difícil y demasiado onerosa la segmentación de sus circuitos en *subcircuitos* desconectables. Las zonas interconectadas obedecen al concepto geográfico zonal; así que, aún en el caso de contar con equipos de tele medida y tele comando, no es posible desconectar un gran usuario sin tener que desconectar un conjunto de demanda regulada o de usuarios priorizables presentes en la zona de operación del usuario no regulado.

permitieron la integración entre algunos sectores de la industria con posterioridad a la ley eléctrica lo que crea problemas regulatorios irreversibles. No hay claridad sobre el tipo de estructura de mercado al que pueden conducir los procesos de privatización en la generación y la transmisión de electricidad actuales; tampoco es claro el esquema de coordinación que entraría a operar luego de que deje de ser una actividad adscrita al sector de la transmisión, como ocurre en la actualidad. En el período de funcionamiento de la CREG se han expedido más de ochocientos ochenta y siete resoluciones regulatorias.

¹⁹ Si bien las condiciones hidrológicas del sistema y las condiciones de mercado para el periodo septiembre - julio de los años 1998-1999 y 1999-2000 fueron similares, el precio de oferta del segundo período estuvo un 32.8% por encima, debido a la incorporación del riesgo país.

²⁰ Esta restricción también opera para las herramientas financieras de cubrimiento contra el riesgo (contratos *forward* y opciones de compra de energía) y para el uso de contratos interrumpibles que se han propuesto para ser aplicados en Colombia. Los contratos interrumpibles priorizan la demanda ante el evento de las contingencias y los consumidores los adquieren por medio de sobrecargos o descuentos a la tarifa de energía. En caso de fallas súbitas, primero se interrumpirán estos contratos y luego las opciones de energía en firme establecidas. Véase: Nance Peter (2000), *A Revised Framework for the Capacity Charge, Mínimos Operativos and Rationing Rules in Colombia*, TERA. En el caso de los contratos interrumpibles, como el generador no asume ningún riesgo y éste es trasladado a los consumidores, el sistema de generación termina con una confiabilidad menor.

El SIN tiene cierta dinámica en el crecimiento del número de circuitos desconectables, pero las restricciones propias del sistema, tanto de generación como de transmisión, se presentan como fuertes barreras que impiden la discriminación geográfica de la demanda; por lo tanto, este modelo sólo se llevaría a cabo después de que se hayan instalado los equipos de medida y despacho adecuados para el sistema. También se debe tener en cuenta que la mayoría de los cargos que componen el precio de la electricidad al usuario final son constantes: transmisión, comercialización, distribución y otros elementos. Lo único variable resulta ser el precio de la energía en el mercado *spot*, puesto que el cargo por capacidad también es constante. Esto dificulta la disminución del rezago entre el cambio del precio en el mercado de generación de electricidad y su percepción por parte de los usuarios finales.

De todas maneras, los mecanismos de mercado propuestos se circunscriben inicialmente a un mercado mayorista; además, estos sistemas han mostrado una gran dinámica: en Colombia, cada cuatro años se está reorganizando para poder llegar a aislar en un futuro cercano los usuarios de determinados circuitos en función de su actividad. De hecho, en el ámbito internacional se estima que se podría diferenciar no sólo la demanda sino también sus componentes.

D. Avales y garantías financieras

La determinación de la organización institucional y la necesidad de avales financieros que respalden el mercado de seguros son fundamentales para su operatividad, pero se escapa a los objetivos de este ensayo [véase al respecto: Tobón D. y López G. (2000)].

IV. COMENTARIOS FINALES

El sector de generación de electricidad en Colombia ha experimentado cambios significativos y seguirá profundizando en las reformas de mercado. El problema de la confiabilidad no ha sido resuelto; en el modelo actual de libre participación del sector privado en la generación y operación del sistema, sólo se pretende garantizar excesos de capacidad, pero sin un mantenimiento ni operación óptimos, ya que los agentes no asumen ningún riesgo en sus decisiones de inversión y operación, y el gobierno mantiene una alta injerencia reguladora, tanto en la planeación de la expansión como en el manejo de las contingencias eléctricas.

La provisión de información adicional al precio unitario *spot* y los seguros de confiabilidad, permiten el logro de la eficiencia de asignación en el mercado *spot*, es decir, optimizan la confiabilidad en el corto plazo y dan señales correctas para las decisiones de inversión en el largo plazo. Obviamente, deben considerarse todas las restricciones para la aplicabilidad de estas propuestas en un sector caracterizado por una alta complejidad técnica. Se ha asumido implícitamente que el problema de la confiabilidad es el resultado de problemas en el sector de generación de electricidad,

pero en la práctica una proporción significativa de las fallas y las restricciones, tienen relación con los sectores de transmisión y distribución de electricidad.

V. BIBLIOGRAFÍA

Análisis del Mercado Mayorista de Electricidad en Colombia, 1998-1999. Interconexión Eléctrica S.A., E.S.P., ISA, Medellín.

Armstrong, M., S. Cowan y J. Vickers, *Regulatory Reform – Economic Analysis and the British Experience*, Cambridge, MIT Press, 1994.

Beenstock M. y E. Goldin, “Priority Pricing in Electricity Supply: an application for Israel”, *Resource and Energy Economics* No. 19, 1997.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), página web: <http://www.creg.gov.co>

Green, Richard, “Electricity Transmission Pricing: How Much Does it Cost to Get it Wrong?” *Working Paper Series in Economics and Finance, Program on Workable Energy Regulation –Power*, University of California Energy Institute, 1998.

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), *Análisis del mercado mayorista de electricidad en Colombia*, Medellín, s.e., 1999.

_____, *Dirección Servicios de Información*, 2000.

ISA S.A., *Análisis del mercado mayorista de electricidad en Colombia 1998-1999*, Medellín, s.e., 1999.

ISA S.A., *Presentación General del Mercado*, Medellín, s.e., 2000.

ISA S.A., página web: <http://www.isa.com.co>

Ley 142 de 1994, Que regula los servicios públicos domiciliarios en Colombia.

Ley 143 de 1994, Que regula el servicio público de electricidad en Colombia.

Méndez, Alberto, “Una versión alternativa del marginalismo energético”, *Revista Energética*, 1989.

Nance, Peter, *A Revised Framework for the Capacity Charge, Mínimos Operativos and Rationing Rules in Colombia*, TERA, 2000.

Resolución Creg 025 1995, Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Resolución Creg 058 1995, Por la cual se modifica parcialmente la R 025 1995 expedida por la Creg.

Resolución Creg 070 1995, Por la cual se establecen medidas transitorias para regular el manejo y control de la demanda en situaciones de racionamiento de emergencia hasta la expedición oficial del estatuto de racionamiento.

Resolución Creg 100 1997, Por la cual se dictan normas sobre niveles mínimos operativos de los embalses del SIN.

Resolución Creg 215 1997, Por la cual se modifica el artículo 1 de la R 058 1995 expedida por la Creg.

Resolución Creg 217 1997, Por la cual se establece y reglamenta el Estatuto del Racionamiento, como parte del reglamento de operación del SIN.

Resolución Creg 018 1998, Por la cual se modifica el numeral 3.4 del Código de Operación contenido en la R Creg 025 1995 y se deroga la R Creg 215 1997.

Resolución Creg 037 1998, Por la cual se dictan normas transitorias sobre los MOS del embalse agregado nacional.

Resolución Creg 119 1998, Por la cual se modifican y complementan algunas de las disposiciones contenidas en la R 217 1997.

Siddiqi, S. y M. Baughman, “Optimal Pricing of Non-Utility Generated Electric Power”, *IEEE Transactions on Power System* Vol. 9 No.1, febrero de 1992.

Tobón, David. “Políticas de precios en contingencias de generación de electricidad”, *Lecturas de Economía* No. 51, julio – diciembre de 1999.

Tobón, David y Gustavo López, *Mecanismos de precios para mejorar la confiabilidad del mercado de generación de electricidad en Colombia*, Medellín, Centro de Investigaciones Económicas (CIE), Universidad de Antioquia, 2000.