

IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA DE RESPUESTA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN MERCADO DE CLIENTES NO REGULADOS EN COLOMBIA*

PAOLA BARATTO-CALLEJAS**

RESUMEN

En diferentes mercados de energía eléctrica de varios países se ha dado inicio a la implementación de programas para lograr una mejor participación de la demanda de electricidad como respuesta a los precios o a necesidades de mejorar los niveles de confiabilidad del sistema eléctrico. En este artículo se evalúan las consecuencias de trasladar los precios de la energía desde el Mercado de Energía Mayorista al Mercado de Energía Minorista como un mecanismo para promover cambios en los patrones de consumo. A partir de un caso de estudio de un Mercado de Clientes No Regulados (MCNR) en Colombia, se miden los beneficios obtenidos al variar el consumo de energía eléctrica de una hora a otra (horas pico de demanda a horas no pico). Se proponen algunos indicadores que les servirán a las empresas comercializadoras de energía y a los operadores del sistema eléctrico para hacer un seguimiento a los rendimientos reales de estos programas. Los resultados muestran que se obtienen beneficios de aproximadamente doscientos millones de pesos anuales y reducciones de los picos de demanda de 1%, aunque se aclara que estos beneficios dependen del número de consumidores que se acojan al programa y de sus curvas de carga.

Palabras clave autor: respuesta de la demanda, precios de la energía eléctrica, mercado de energía no-regulado, elasticidad de precios.

Palabras clave descriptor: servicios públicos domiciliarios, estructura del mercado, demanda energía eléctrica, beneficios.

Clasificación JEL: L10, L51, L94, Q41, Q48.

Fecha de recepción: 4 de noviembre de 2010
Fecha de aceptación: 25 de noviembre de 2010

* Artículo de investigación que los autores elaboran en materia de regulación económica y servicios públicos domiciliarios, producto de su tesis de grado para optar al título de Magister en Economía, de conformidad con los lineamientos del Grupo de Investigación de Política Económica de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas de la Pontificia Universidad Javeriana

** Magister en Economía de la Pontificia Universidad Javeriana e Ingeniera Electricista de la Universidad Industrial de Santander. Profesional Experto del Departamento de Proyectos de Alta Tensión de CODENSA S.A. E.S.P. Contacto: pbaratto@endesacolombia.com.co

ENFORCING DEMAND RESPONSE PROGRAMS FOR ELECTRIC ENERGY DEMAND IN A NON – REGULATED MARKET IN COLOMBIA

ABSTRACT

Different energy markets in numerous countries have developed programs to improve energy demand as a response to prices or the necessity to upgrade the reliability in the system. In this paper we evaluate the direct consequences of translating prices from the wholesale energy market to the retail energy market as a mechanism to promote changes in energy consumption patterns. A non-regulated market in Colombia is used as a case study to measure the benefits obtained by changing energy consumption schedules (demand from peak to non- peak hours). Performance indicators are proposed to help commercial and system operators recognize and supervise the real execution of these programs. Results show benefits of approximately two hundred million Colombian pesos annually and peak demand reductions of 1%. However, these benefits depend on the number of consumers who participate in the programs and their load curves.

Key words author: Demand Response, Energy Prices, Non-regulated Energy Market, Price Elasticity.

Key words plus: Public Utilities, Market Structure, Energy Demand, Profits.

JEL Classification: L10, L51, L94, Q41, Q48.

MISE EN ŒUVRE D'UN PROGRAMME DE RÉPONSE À LA DEMANDE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE SUR UN MARCHÉ DE CLIENTS NON RÉGULÉS EN COLOMBIE

RÉSUMÉ

La mise en œuvre de programmes pour atteindre une meilleure participation de la demande d'électricité comme réponse aux prix ou aux besoins d'améliorer les niveaux de fiabilité du système électrique a été lancée sur différents marchés d'énergie électrique de plusieurs pays. Dans cet article, les conséquences d'un transfert des prix de l'énergie du Marché d'Énergie au gros au Marché d'Énergie au détail comme mécanisme de promotion du changement dans les schémas de consommation sont évaluées. À partir de l'étude du cas d'un Marché de Clients Non Régulés (MCNR) en Colombie, les bénéfices obtenus en fonction de la variation de la consommation d'énergie électrique d'une heure à l'autre (heures pics de demande et heures creuses) sont mesurés. Quelques indicateurs sont proposés ; ils serviront aux entreprises commercialisant l'énergie et aux opérateurs du système électrique à faire un suivi des rendements réels de ces programmes. Les résultats montrent que les bénéfices obtenus sont d'approximativement deux cent millions de pesos colombiens annuels et que les réductions des pics de demande sont de 1%. Il demeure que ces bénéfices dépendent du nombre de consommateurs qui se joignent au programme et de leurs courbes de charge.

Mots clés auteur: réponse de la demande, prix de l'énergie électrique, marché de l'énergie non-régulé, élasticité-prix.

Mots clés descripteur: services publics à domicile, structure du marché, demande d'énergie électrique, bénéfices.

Classification JEL: L10, L51, L94, Q41, Q48.

Sumario: Introducción. 1. Programas de respuesta de la demanda-Estado del arte. 2. Propuesta de aplicación al caso colombiano. 3. Metodología. 4. Resultados. Conclusiones y recomendaciones. Bibliografía.

INTRODUCCIÓN

Un mercado es una institución, organización o ambiente comercial que promueve el intercambio de bienes y servicios entre oferentes y demandantes. El mercado energético está conformado por un Mercado de Energía Mayorista (MEM) y un Mercado de Energía Minorista (MEMi). En el MEM los precios y las cantidades de energía se fijan por el libre juego entre la oferta y la demanda. No obstante, este escenario no se puede replicar en el MEMi debido a que los precios se fijan sin una participación activa de la demanda.

Braithwait y Eakin (2002) demostraron que a corto plazo la demanda de electricidad es inelástica al precio. Esta afirmación es válida porque los precios del MEM no se trasladan al consumidor final en el MEMi. Bajo estas condiciones no existen señales que promuevan el cambio en el patrón de consumo de energía en los periodos pico, cuando se eleva el precio de la energía por encima de su valor promedio. Esto ocurre porque el consumidor paga un precio fijo de la energía y no percibe una diferencia al consumir en horas pico o en horas fuera del pico. Actualmente, en muchos países, se han implementado de manera satisfactoria diferentes Programas de Respuesta de la Demanda (PRD)¹, en algunos casos con el fin de mejorar la confiabilidad del servicio, buscando mitigar las restricciones de potencia en su sistema eléctrico o para tener un manejo más eficiente de este recurso, obteniéndose además importantes beneficios económicos tanto para las Empresas Comercializadoras (EC) como para los consumidores finales.

A nivel mundial los PRD tienen múltiples usos, en los procesos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, que pueden ser clasificados en los siguientes tipos: 1) emergencia; 2) servicios auxiliares en subestaciones eléctricas; 3) reducción de picos en las curvas de demanda, y 4) económicos. Los tres primeros son usados como acciones de respuesta en los Planes de Contingencia (PC) diseñados para mitigar los efectos de las restricciones de potencia en el sistema o ante fallas en la operación de la red. El cuarto uso, que corresponde a los cambios en los patrones de consumo como respuesta a los cambios en los precios de la energía eléctrica, es el que se toma como base en este artículo.

Hasta hoy día en Colombia no se han implementado PRD como estrategia para reducir, por parte de los consumidores, el consumo de energía en las horas pico de demanda,

1 En inglés: Demand Response (DR).

como una estrategia de las EC. En este artículo se muestra que cuando existe un cambio en el patrón de consumo de energía eléctrica, al trasladar el escenario de precios del MEM al MEMi, se generan beneficios tanto para el consumidor como para la EC. Para esto, se toma como referencia la información de países como Estados Unidos de Norteamérica (EE.UU.) y Dinamarca, quienes han tenido experiencias exitosas con la implementación de PRD.

Como caso de estudio se seleccionó un MCNR en Colombia, ya que en este tipo de mercado los consumidores pueden elegir libremente entre diferentes EC y por tanto los PRD tendrán mayores oportunidades de éxito.

El artículo está dividido en cuatro secciones. En la primera sección se realiza la revisión de literatura disponible sobre la experiencia internacional en PRD, y las metodologías de implementación y medición de beneficios. En la segunda sección se hace la caracterización del caso de estudio, agrupando los consumidores por sector económico y se plantean los indicadores de medición de la eficiencia del PRD. En la tercera sección se hace la estimación de los beneficios derivados de la implementación de un PRD objeto de análisis, para lo cual se toma como referencia la metodología de Neenan et al². (2005), utilizada para un ejercicio similar en EE.UU. En la cuarta sección se evalúan los resultados obtenidos, y finalmente se dan las conclusiones y recomendaciones.

1. PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA-ESTADO DEL ARTE

1.1. CONCEPTOS BÁSICOS

1. *Definición.* Los PRD están fundamentados en la respuesta de la demanda económica, que es definida por Cappers (2009), como “Cambios en el uso de la electricidad por parte de los consumidores finales respecto a sus patrones normales de consumo en respuesta a cambios en el precio de la electricidad en el tiempo”.

Si los consumidores están sometidos a precios fijos durante prolongados periodos de tiempo, no existirán incentivos para reducir el consumo de energía eléctrica en los periodos pico en los cuales el precio es superior.

2 La metodología propuesta por Neenan et al. (2005) consiste en la construcción de las curvas de oferta y demanda a partir de la caracterización de la oferta del mercado y las condiciones de demanda, teniendo en cuenta información de: 1) tiempo; 2) definición de mercado; 3) segmentos de consumidores, y 4) perfil de la demanda. No se consideran dentro de las simulaciones aquellos clientes con elasticidades muy pequeñas o que no pueden responder a las variaciones de los precios.

La respuesta de la demanda en MEMi tiene beneficios que solo son alcanzables si los mercados están diseñados de tal forma que permitan que la información del MEM llegue a los consumidores de manera directa.

2. *Fundamentos de los PRD*. Para su implementación se debe tener en cuenta que:
 - a) Los precios de la energía eléctrica están fijados por el balance entre la oferta y la demanda.
 - b) Las EC están expuestas a algunos riesgos, a saber:
 - La variabilidad del precio en el MEM.
 - La variabilidad de la demanda de energía.
 - La correlación entre ambas. Lo anterior genera una prima de riesgo dentro de los costos que se trasladan al consumidor.

Para el caso de Colombia existen incentivos adicionales al beneficio económico, orientados a la confiabilidad del sistema de potencia, y será necesario realizar cambios importantes en la regulación eléctrica por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y flexibilización de tarifas y tipo de facturación, para usuarios regulados, para que esta clase de programas lleguen a los consumidores residenciales, permitiéndoles así llevar a cabo una gestión de la demanda.

3. *Importancia de los PRD*. De acuerdo con Andersen (2006), las principales características que definen un sistema de potencia y que deben ser tenidas en cuenta para definir la importancia de los PRD, son las siguientes:
 - a) En tiempo real, la oferta de energía eléctrica debe siempre ser igual a la demanda.
 - b) En la actualidad, a escala de los grandes sistemas de potencia, la energía eléctrica no es económicamente almacenable.
 - c) El uso de la energía eléctrica varía con el tiempo, debido a las preferencias de los consumidores y a la estructura de producción en la economía.
 - d) Los costos de generación de energía eléctrica varían significativamente dependiendo de la tecnología utilizada: hidráulica, térmica (gas, carbón, etc.), nuclear, eólica, entre otras.

1.2. PRINCIPIOS ECONÓMICOS DE LOS PRD

Un elemento importante dentro de los PRD es la elasticidad precio de la demanda. Este factor se usa para describir la respuesta en el uso de la energía eléctrica frente a cambios en el precio por parte de los consumidores. En el caso de estudio se

denominan como Clientes No Regulados (CNR). Estos consumidores son aquellos que usan la electricidad como un insumo para producir bienes intermedios o finales, o para prestar servicios a la comunidad y que por su elevado nivel de consumo o demanda pico pueden realizar contratos directos con las EC, negociando los componentes de la tarifa de energía asociados a comercialización y generación a corto, mediano y largo plazo. A mayor elasticidad, mayor será la respuesta del consumidor.

Hopper (2006) llevó a cabo una comparación de las elasticidades en los diferentes sectores económicos en EE.UU. y encontró que fue el sector industrial quien presentó una mejor respuesta al cambio en los precios de la energía eléctrica.

Ruff (2002), en sus estudios económicos de los PRD, indica que al hacer la cuantificación del beneficio neto debido a un incremento en la respuesta del lado de la demanda, el resultado es una reducción total de los costos de satisfacer los requerimientos del consumidor en un determinado período de tiempo (tanto de la oferta como de la demanda). Los beneficios no dependen de cuánto se reduce el precio por una disminución en el consumo energético durante las horas pico de demanda, sino de la cantidad de clientes y cantidad de energía reducida por los consumidores en dicho período.

Una reducción en el valor facturado a los consumidores, ocasionada por una caída en los precios de la energía, no se considera como tal un beneficio para la comunidad, ya que se refleja como una transferencia de renta económica. Si los oferentes subestiman la respuesta en una demanda pico futura, se puede presentar un exceso de capacidad de energía en dichos periodos que produciría una baja en los precios, disminuyendo temporalmente el nivel y la volatilidad de éstos, creándose para los consumidores unas inesperadas ganancias temporales y unas pérdidas para los oferentes. Por el contrario, si los oferentes esperan un aumento en la respuesta de los consumidores, se puede presentar una menor oferta energética en las horas pico, produciendo un alza en los precios generando así ganancias inesperadas para los oferentes a costa de pérdidas en los consumidores.

1.2.1. RESPUESTA DE LA DEMANDA EN MERCADOS ELÉCTRICOS

En un mercado competitivo normal, cada productor vende la cantidad de energía al precio del mercado que maximice sus beneficios económicos, lo que implica que el costo marginal de incrementar la oferta del productor es igual al precio de mercado. En dicho mercado, cada consumidor compra la cantidad que mejor satisfaga sus necesidades, lo cual implica que el costo incremental en dinero, tiempo y conveniencia, por reducir su consumo, iguala al precio de mercado. Cualquier cambio o reubicación de recursos en este mercado, implicará un aumento en los costos totales que los harán superiores a los beneficios.

No necesariamente la oferta y la demanda deben participar de igual manera en un mercado para que se obtenga una asignación de recursos eficiente. Puede haber un comportamiento pasivo ya sea de productores o de consumidores, y esto tendrá un efecto directo en los precios y en la cantidad demandada.

En el mercado de energía eléctrica, un consumidor con una línea base de consumo, que ha comprado a la EC por un precio determinado, podrá salir a vender sus excedentes de energía al precio de mercado, si consume menos de la energía contratada.

Un aspecto de interés en el planeamiento que hacen las empresas de energía, es la minimización de costos del lado de la oferta para satisfacer una demanda aparentemente “fija”. En la actualidad se ha empezado a reconocer dentro de este proceso que la demanda no es independiente al precio.

Ruff (2002) recomienda tratar los PRD como una reducción en la demanda como respuesta a los precios de la energía. En este caso, un consumidor que utiliza menos energía cuando el precio es alto, compra menos energía a dicho precio y conserva el excedente. Si además produce o adquiere, bajo un contrato dado y a un precio elevado, más energía de la que va a consumir, él puede vender el excedente al mismo precio que lo compró.

1.2.2. ANÁLISIS MICROECONÓMICO DE LOS PRD

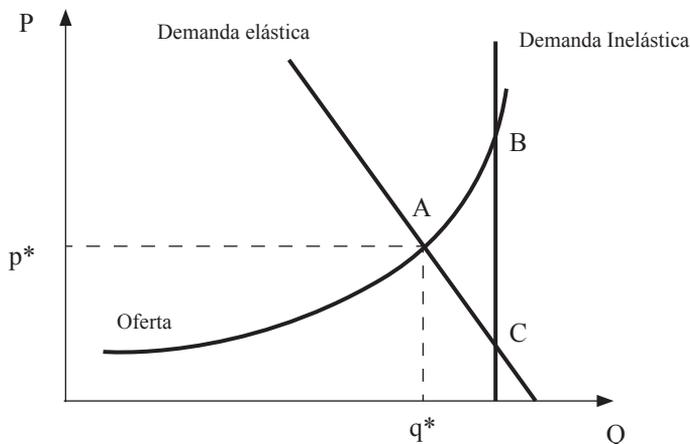
En la teoría económica se plantea que un mercado es eficiente cuando la asignación de recursos obedece a un equilibrio entre la oferta y la demanda. Es decir, cuando la utilidad marginal del consumo iguala los costos marginales de la oferta. En ese punto se encuentra tanto el precio p^* como la cantidad q^* de equilibrio.

Cuando a los consumidores se les fija un precio, por largos periodos de tiempo, la curva de demanda de corto plazo se convierte en una línea recta y por lo tanto la asignación de p^* y q^* no es eficiente (demanda inelástica). Si por el contrario, los consumidores reaccionan a los precios introduciendo sus costos marginales, existe una ganancia en bienestar, producto de la reacomodación del consumo en el periodo de precios pico al del periodo de precios no pico (demanda elástica), lo que permite a su vez alcanzar una reducción en la volatilidad de los precios de mercado.

Tal como se muestra en la Gráfica N° 1, los beneficios dependen de la flexibilidad de los consumidores y están determinados por la pendiente de la curva de demanda. Cuando la flexibilidad de los consumidores aumenta, la pendiente de la curva de demanda disminuye, lo que significa que las ganancias en bienestar serán mayores tanto para el lado de la demanda como el de la oferta. En la misma gráfica se ilustran ambos casos (demanda elástica y demanda inelástica). Las ganancias en bienestar están determinadas por el área comprendida entre las intersecciones de las tres curvas, o sea entre los puntos *ABC*.

GRÁFICA N° 1

Análisis microeconómico de los PRD



Fuente: Neenan et al. (2005).

1.3. TIPOS DE PRD

Alrededor del mundo se han desarrollado diferentes PRD según el objetivo puntual que persiguen. A continuación se describen algunos de ellos:

1. *Precio en Tiempo Real (PTR)*³. El consumidor paga un precio de la energía diferente en cada hora del día, que es un reflejo del precio en el mercado mayorista. Su incentivo para la reducción de carga en horas pico son los altos precios que pagaría al consumir en dichas horas.
2. *PTR de dos partes*. En este programa la tarifa está formada por dos partes, que son:
 - a) El consumidor paga horariamente el precio *spot* por toda su carga.
 - b) El consumidor establece un contrato financiero adicional para asegurarse que no pagará más del precio contratado por una cantidad fija de carga (la cual se conoce como línea base y se determina a partir de su perfil histórico de demanda). Esta línea base sirve a los consumidores como un medio de cobertura ante la volatilidad de los precios en tiempo real y les permite hacer ahorros, renunciando a consumir en horas con precios altos e incentivando el consumo en las horas de menor precio de la energía.

3 En inglés: Real Time Pricing (RTP).

3. *Programa de Respuesta de Carga del Día Previo (PRCDP)*⁴. Este programa le permite a los consumidores participar indirectamente en el mercado de energía mayorista del día anterior.
4. *Tasa de Tiempo de Uso (TTU)*⁵. Es el programa de mayor uso a nivel residencial. Por lo general maneja dos tarifas, una para el periodo pico de demanda y otra para los otros periodos del día. Para su implementación requiere el uso de equipos de medición que puedan almacenar perfiles de carga horarios y que puedan ser interrogados de forma remota. Los costos del cambio y mantenimiento de este equipo se deben incluir, en forma separada, en los cargos al consumidor que se acoja a este PRD, de acuerdo con lo determinado por los respectivos organismos reguladores de energía.
5. *Precio en Picos Críticos (PPC)*⁶. Este programa es una variación del programa TTU, pero se aplica en periodos de demanda considerados críticos. Se establece una tarifa unitaria alta para este periodo, por parte de la EC, ya sea como parte de un plan de contingencia en el sistema, o porque la empresa enfrenta unos precios muy elevados dentro del MEM. Algunas variaciones de este programa son:
 - a) PPC de periodo fijo.
 - b) PPC de periodo variable.
 - c) PPC de picos variables.
 - d) PPC con descuentos en picos críticos. En la implementación de este tipo de PRD se ha encontrado que se obtienen importantes beneficios sin exponer al consumidor a riesgos significativos, ya que cuenta con una amplia gama de opciones tarifarias y con la libertad de seleccionar aquella que mejor se ajuste a sus necesidades de consumo energético.
6. *Servicio Pre-Determinado del Día Previo (SPDP)*⁷. Los consumidores reciben información de los precios de la energía hora a hora, un día antes. Esto les permite, con antelación, programar la respuesta a dichos precios (por ejemplo, usando generación en el sitio o reasignando turnos de operación de máquinas). Este programa se ha implementado con gran éxito en diferentes países, tanto en clientes industriales con cargas superiores a 500 KW como en clientes residenciales.

4 En inglés: Day Ahead Load Response Program (DALRP).

5 En inglés: Time of Use (TOU).

6 En inglés: Critical Peak Pricing (CPP).

7 En inglés: Day Ahead Default Service (DADS).

1.4. BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE PRD

Según Neenan (2005), en aquellos países con experiencia y avanzadas prácticas de implementación y desarrollo de PRD, se han observado los siguientes beneficios:

1. Los consumidores de energía que se acogen a un PRD esperan pagar un menor precio que aquellos que están en un servicio convencional, ya que no deben pagar una prima de riesgo que les asegure la cobertura en el servicio. En el servicio convencional la tarifa de energía es fija, por tanto están implícitamente pagando una prima sobre el valor que cancelarían si se enfrentaran a precios de mercado.
2. Los consumidores que participan en un PRD y que eligen responder a los precios perciben muchos ahorros, cuya magnitud depende de diferentes factores como son: flexibilidad en su curva de carga y peso de la energía como insumo dentro de su proceso productivo, entre otros.
3. En el nivel de mercado todos los consumidores de electricidad se benefician con la reducción de costos en las transacciones del mercado.
4. La sociedad en general se beneficia de las reducciones de carga, ya que los recursos se asignan de una manera más eficiente, que redundará a su vez en un mayor bienestar social. Este se puede deducir de las curvas de oferta y demanda, dadas en la Gráfica N°1, estimando el cambio tanto en la oferta como en la demanda, cuando se pasa del servicio convencional a un sistema con PRD.
5. Si las reducciones de carga coinciden con los picos del sistema en general, esto significará un ahorro para las empresas que son dueñas de las redes de energía, puesto que, para satisfacer la demanda de los consumidores, no necesitará ampliar su capacidad instalada.

En un informe de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC)⁸ (2008) de EE.UU., se hace énfasis en algunos factores que han motivado el uso de los PRD en este país:

1. Brinda a los operadores de red otra herramienta para asegurar la confiabilidad del sistema ante contingencias.
2. En muchas circunstancias han permitido aplazar inversiones en la infraestructura de generación y distribución.
3. En términos generales la implementación resulta más rápida que al requerirse una expansión en las redes.

8 La FERC es el organismo federal regulador del sector de energía en los EE.UU.

4. Las directrices regulatorias han estimulado el crecimiento de los programas de PRD en este país.
5. Los consumidores tienen la posibilidad y la destreza de cambiar sus hábitos en aras de reducir el valor de su factura de energía.
6. El costo tecnológico de implementar estos programas ha ido disminuyendo, y las potencialidades han venido aumentando.
7. Hay interés, en especial de los grandes consumidores, de participar en estos programas, reduciendo el costo de la energía que utilizan e incrementando la confiabilidad del sistema eléctrico.
8. Representan una reducción de costos para las empresas distribuidoras y los operadores de red.
9. Sirven como cobertura ante aumentos excesivos en los precios y previenen la volatilidad de los mismos.

Sin embargo, a pesar de los beneficios mencionados anteriormente, hay que considerar algunos factores que afectan estos programas tanto en su etapa de implementación como de manera posterior. Según Saini (2004), algunos de estos son:

1. Costos para el consumidor.
2. Tiempo requerido para implementar los programas.
3. Variaciones en precios.
4. Pérdidas por problemas de confiabilidad.

1.5. BARRERAS REGULATORIAS

A pesar de los innumerables beneficios que tiene la implementación de estos PRD, es importante mencionar algunas barreras que se han identificado en cuanto al tema regulatorio en países donde estos programas se encuentran en un nivel de avance significativo, como es el caso de EE.UU. Según el reporte de la Junta de la FERC (2008), se identificaron las siguientes barreras regulatorias:

1. *Desconexión entre el precio de la energía entre el MEM y el MEMi.* Con solo un porcentaje de consumidores que estén sujetos a tarifas de un PRD, se lograría una asignación de recursos más eficiente.
2. *Desincentivos para que las empresas distribuidoras promuevan los PRD.* Actualmente, algunas empresas han establecido que los PRD no generan beneficios sino que por el contrario puede causar una disminución en sus ingresos por ventas de

energía. Por lo tanto, para incentivar a estas empresas, es necesario implementar políticas regulatorias que les den la oportunidad de recuperar la inversión que requieren este tipo de programas, o incentivos de desempeño que reconozcan a las empresas cuando se logren metas concretas, asociadas por ejemplo a la reducción de consumo en horas pico.

3. *Recuperación de costos e incentivos para habilitar nuevas tecnologías.* Para que los PDR sean efectivos, principalmente en consumidores domiciliarios, es necesario implementar nuevos desarrollos, como es la medición avanzada. Esto requiere una alta inversión económica, pero las empresas distribuidoras son reacias a realizarla, si previamente no se asegura el retorno del capital invertido.
4. *Necesidad de desarrollar investigación.* Los PRD requieren investigación sobre medición de las reducciones y eficiencia de costos.
5. *Insuficiente transparencia de mercado y acceso a la información.* Los consumidores requieren un mayor acceso a la información del mercado de energía para de esa manera poder tomar decisiones eficientes sobre su consumo.

1.6. EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LOS PRD

EE.UU. ha sido pionero en el desarrollo de los PRD. El PTR de dos partes fue implementado en la empresa distribuidora y comercializadora de energía eléctrica Georgia Power, que para el año 2001 contaba con 1.700 clientes y una generación de 5.000 MW de potencia. En el año 2005 el país expidió la Ley de Política Energética⁹, la cual fijó como principal objetivo de la política nacional de energía, eliminar las barreras innecesarias para facilitar la participación en los PRD por parte de consumidores y otros agentes tanto en el MEM como en el MEMi. Para el mes de febrero del año 2006, 11 EC tenían en funcionamiento PRD, y otras 15 más estaban en el proceso de implementación. Aunque las primeras empresas que adoptaron el PTR lo hacían con grandes consumidores (mayor a 1 MW), en la actualidad se ha adoptado este programa con consumidores hasta de 300 kW.

Para el año 2008, en una encuesta realizada por la FERC, en el mercado estadounidense se encontró que el 8% de los consumidores participaron en algún PRD. Se estima, entonces, que la contribución global de los PRD está por el orden de los 41.000 MW (reducción del 5.8% de la demanda pico del país). Así mismo se encontró que existían 274 empresas que ofrecían PRD. De estas reducciones, aproximadamente 38.000 MW se debían a reducciones por programas de incentivos, y 2.700 MW a programas PTR.

9 En inglés: Energy Policy Act (EPACT).

Los beneficios atribuibles a los PRD han sido vitales en el aseguramiento de la confiabilidad del sistema eléctrico en EE.UU. El gobierno estatal y federal trabaja de manera continua para eliminar las barreras que aún existen y que siguen limitando la participación de los consumidores en dichos programas. Así mismo, los organismos reguladores de energía en EE.UU. han llegado a la conclusión que los PRD en todas sus formas son esenciales para el funcionamiento eficiente de los MEM.

2. PROPUESTA DE APLICACIÓN AL CASO COLOMBIANO

2.1. ANTECEDENTES

Para la implementación de los PRD en Colombia, se deben tener en cuenta algunos factores del mercado de energía, que difieren a los existentes en los países donde estos programas se encuentran funcionando desde hace algún tiempo, y que se toman como referencia y modelo en el presente artículo.

En mercados internacionales, como el caso de EE.UU., donde están funcionando los PRD, la principal contingencia que se presenta es el déficit de capacidad para atender la demanda de potencia, especialmente en los periodos pico. En el caso colombiano, bajo las condiciones actuales y desde el punto de vista de confiabilidad, se presenta un exceso de capacidad instalada y el principal problema radica en la generación de energía, debido a que predomina el parque de generación hidráulico, por tanto hay una dependencia directa de factores climatológicos que no son controlables. Sin embargo, en Colombia también hay un incentivo económico importante desde la perspectiva de precios, ya que la variación en la Bolsa de Energía (BE) ante fenómenos hidrológicos es muy alta.

Los primeros acercamientos a este tema en Colombia se dieron a partir de la Resolución CREG 071 de 2006, que define la demanda desconectable como la “demanda de energía de usuarios que están dispuestos a reducir su consumo a cambio de una contraprestación”, y hace parte de los anillos de seguridad establecidos por la CREG para “facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF)”, concepto que precisa el artículo 73 de la citada resolución, como un mecanismo mediante el cual “un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme podrá negociar con los usuarios, por medio de sus comercializadores, la reducción voluntaria de la demanda de energía”.

Cadena, Durán y Correal (2007) realizaron un análisis para la CREG, sobre demanda eléctrica desconectable, tomando como base la resolución antes mencionada. Allí encontraron que la oferta de un programa de desconexión voluntaria de deman-

da para Colombia, estaría constituida por las reducciones de las compras a la red, obtenidas ya sea por una mayor autoproducción de electricidad (generación *on-site*) o por reducciones progresivas del consumo de electricidad, como un resultado de la implementación de prácticas eficientes de uso de energía o de medidas de ahorro de energía. En este estudio evaluaron además la participación potencial de la industria en estos programas de desconexión, teniendo en cuenta los parques de autogeneración o cogeneración existentes.

Actualmente no existen PRD en Colombia; se han implementado algunos programas de Uso Racional de la Energía (URE) pero según Cadena, Durán y Correal (2007), estos no han tenido los resultados esperados.

2.2. CARACTERIZACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

En Colombia la regulación eléctrica discrimina los Clientes Regulados (CR) de los Clientes No Regulados (CNR). De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 131 de 1998, la frontera para que un cliente pueda ser CNR es tener una demanda de potencia de 0.1 MW y/o un consumo mensual de 55 MWh. Como caso de estudio se seleccionó un mercado de CNR, ya que según la regulación que los cobija, existe una flexibilización para la fijación de precios de Generación (G) y Comercialización (C) entre el cliente y la EC, lo que no ocurre con los CR.

El mercado de CNR seleccionado presenta las características generales que se describen a continuación:

1. Se tienen contratos establecidos con un promedio de 740 clientes para un consumo total cercano a los 200 GWh mes.
2. Con estos clientes se celebran contratos donde se pactan valores de G y C. Los demás componentes de la tarifa son los estipulados por la CREG para el sector energía. Se manejan cuatro tipos de contratos con horizontes temporales de 1 a 3 años:
 - a) *Contrato a precio fijo*: se establece un precio promedio fijo por el tiempo de duración del contrato, que se indexa en el tiempo por el Índice de Precios al Productor (IPP), sin importar el consumo.
 - b) *Contrato a precio fijo escalonado*: es similar al caso anterior, pero por solicitud del cliente se escalona en el tiempo de forma anual, siempre asegurando que el Valor Presente Neto (VPN) obtenido sea igual al del caso anterior.
 - c) *Contratos con precio real de bolsa*: el valor de G que paga el cliente es igual al precio de BE horario.

- d) *Contratos con precio real dentro de bandas de precios*: se determina una banda superior e inferior según precio de la BE. Con algunos clientes se establecen contratos mixtos, donde un porcentaje del contrato es a precio fijo y el resto con precio real de la BE.
3. La EC a su vez tiene contratos de compra de energía en el mercado mayorista. Mensualmente la empresa que centraliza estos contratos liquida los consumos contra la curva de carga contratada y presenta el balance que puede ser a favor de una u otra parte. Si los consumos fueron inferiores a la curva de carga contratada, los excedentes se liquidan a favor de la EC, y en contra, si los consumos excedieron lo contratado. La liquidación se realiza tomando el precio de la BE durante el periodo de tiempo en cuestión. Al final del mes se efectúa el balance de excedentes a favor y en contra, y este valor se reporta a la EC.
 4. Cuando la EC ha alcanzado el tope de contratos de venta de energía a largo plazo, de acuerdo con lo que está preestablecido, la única opción que le queda es ofrecer contratos a precio de la BE o encontrar un contrato de compra que presente un precio más favorable.

Para el análisis se hizo una agrupación de los clientes por sector económico. En la Tabla N° 1 se presenta la composición del mercado, así como una columna donde se indica la posibilidad de implementar un PRD teniendo en cuenta la forma de la curva de demanda.

TABLA N° 1

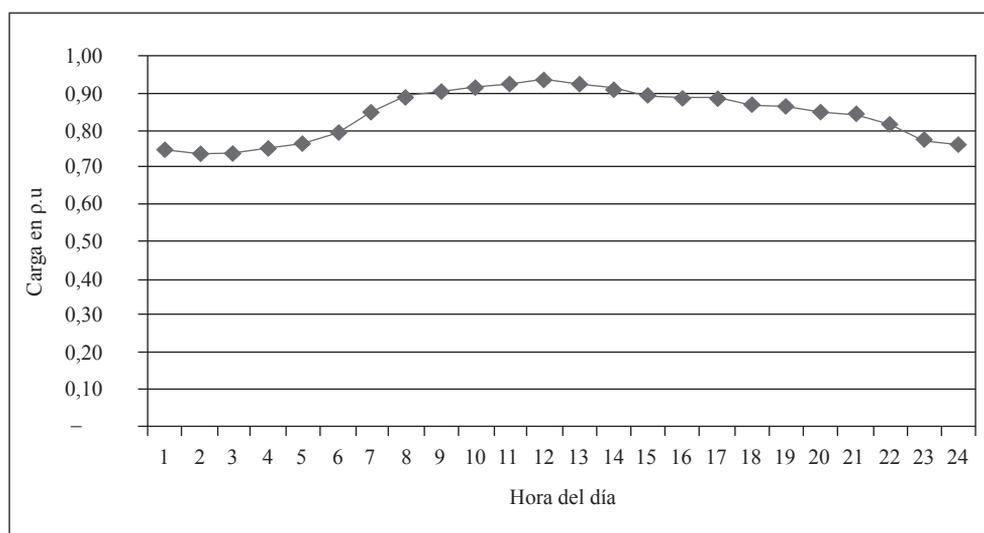
Composición clientes en caso de estudio colombiano

Código	Descripción	% Participación	Posibilidad de implementación de un PRD
D-3	Industria textil	13,0	SI
D-4	Industria alimentos	11,8	SI
D-2	Industria plásticos	11,2	NO
E	Servicios públicos (agua)	11,1	SI
C	Explotación minas y canteras	9,6	NO
G	Comercio	8,0	SI
D-6	Industria papelera	7,9	SI
D-1	Sector manufacturero	6,8	SI
I	Transporte y comunicaciones	5,0	NO
D-5	Industria metalmecánica	4,4	SI
	Otros sectores: financiero, agrícola, turismo, educación y otras actividades.	11,0	SI

Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio.

Adicional a la evaluación que se hizo de manera individual para cada sector de los indicados en la Tabla N° 1, también se hizo un análisis de la curva de carga agregada de los CNR del caso de estudio, que se presenta en la Gráfica N° 2. De allí se puede observar que es bastante plana, pero es importante aclarar que esta curva es solo una parte de la curva de demanda nacional, donde sí son fácilmente observables unos picos bastante significativos en las horas de mayor consumo de energía. Por lo anterior, cualquier reducción en la curva de carga de los CNR en las horas pico impactará en la curva de demanda nacional, haciendo que los beneficios tanto en precios como en confiabilidad impacten todo el sistema eléctrico colombiano.

GRÁFICA N° 2
Curva de carga agregada CNR



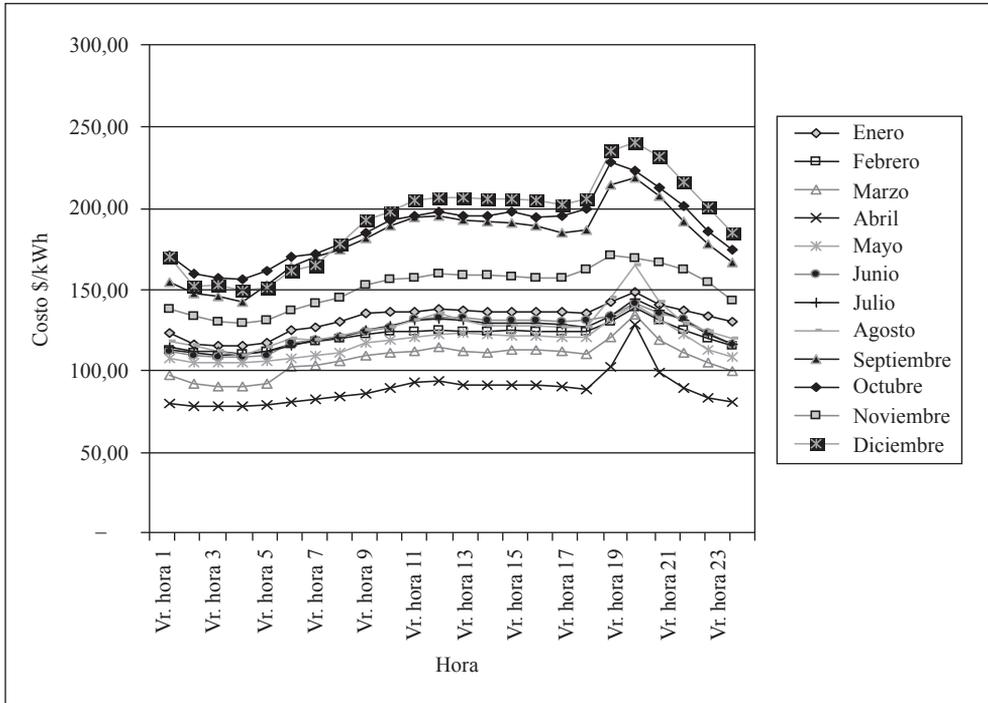
Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio.

2.3. COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO MAYORISTA

Para determinar los precios a utilizar dentro del modelo de estimación de beneficios, se realizó un análisis comparativo de los precios de la BE en el periodo de enero a diciembre del año 2009, tal como se ilustra en la Gráfica N° 3. En ésta se observa que existen marcadas diferencias en ciertos meses del año, causadas principalmente por el fenómeno hidrológico, que condiciona el despacho de energía, por parte de las generadoras que tienen un menor costo.

GRÁFICA N° 3

Comportamiento del precio de la energía en bolsa de enero a diciembre 2009



Fuente: precios de la BE.

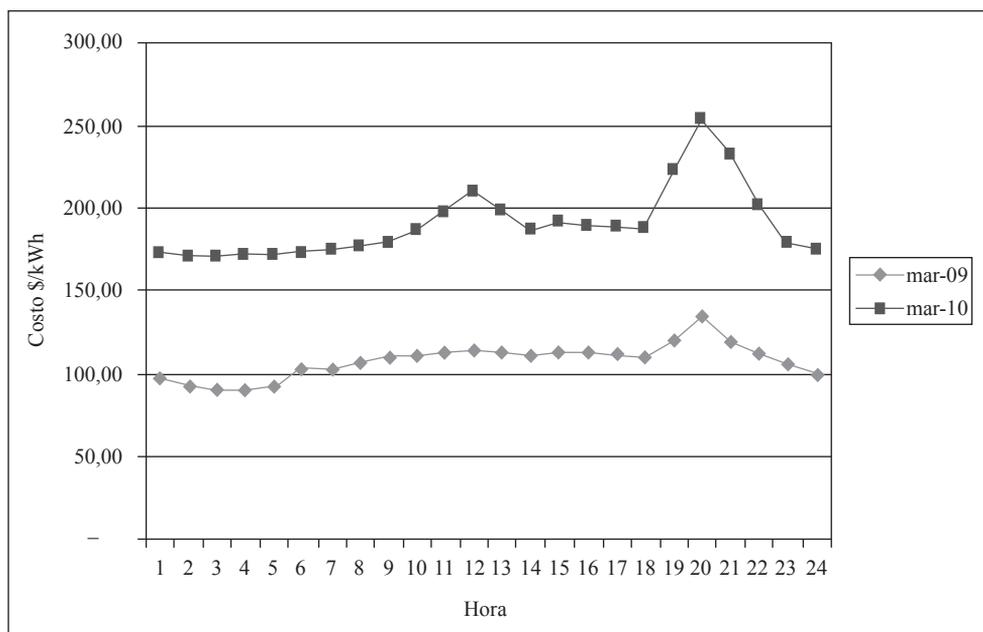
Con el fin de observar los cambios del precio de energía en la BE de un año a otro y establecer un patrón de referencia de dicha variación, se realizó un análisis comparativo entre los meses de marzo de 2009 y marzo de 2010, el cual se ilustra en la Gráfica N° 4. De aquí se puede deducir que aunque existen algunos patrones de comportamiento en los doce meses del año, se presentan cambios anuales en dicho patrón. El año 2010 se caracterizó climatológicamente por tener un extenso periodo de baja precipitación, que impactó negativamente el comportamiento de los precios de la energía, ocasionando un aumento que alcanzó niveles cercanos a los 250 \$/kWh, en meses donde no eran comunes estos precios tan altos.

Adicionalmente, esta gráfica permite concluir que las proyecciones que se hacían normalmente de un año a otro, en la elaboración de los contratos de energía, ahora cuentan con un factor de incertidumbre bastante alto debido a que los patrones de precios difieren del comportamiento histórico que habían presentado en años anteriores. Esta volatilidad en los precios de la energía se convierte en un incentivo más para implementar programas que permitan a los clientes reaccionar a los cambios

en precios y así asegurar no solo un ahorro para las partes involucradas, sino una marcada disminución de las restricciones de potencia y energía que potencialmente pueden presentarse.

GRÁFICA N° 4

Análisis comparativo del precio de la energía en la BE en los años 2009-2010



Fuente: precios de la BE años 2009-2010.

2.4. INDICADORES PARA MEDIR EL IMPACTO DEL PROGRAMA

Las reducciones en los picos de demanda obtenidas a partir de los PRD dan a la EC información sobre la magnitud del consumo de energía a la que un consumidor está dispuesto a renunciar o la carga que puede desplazar en el tiempo, como respuesta a un aumento en el precio. Por lo anterior, la información relacionada con el desempeño de los PRD frente a aumentos o disminuciones en los precios de la energía es fundamental para determinar la viabilidad de estos programas a futuro y reconocer el valor tangible de los mismos.

Así mismo, cuando se lleva a cabo la implementación de un PRD, es importante que tanto el Operador de la Red (OR) como las entidades planificadoras de los sistemas de generación, transmisión y distribución dispongan de los medios precisos para medir la contribución de estos programas, con el fin de maximizarla en función de la

eficiencia del mercado y la estabilidad del sistema, minimizando además los costos totales de operación y mantenimiento de las redes.

Para tal efecto, se proponen algunos indicadores de medida de desempeño que permiten evaluar el impacto y alcance del PRD. Cappers (2009) propone en su trabajo los siguientes indicadores, que son utilizados a nivel internacional, para medir el desempeño de los PRD:

1. *A nivel individual:*

- a) *Índice de Desempeño Pactado (IDP)*¹⁰. Compara la reducción actual de carga respecto a la que fue inicialmente pactada en el programa.
- b) *Índice de Desempeño Máximo (IDM)*¹¹. Hace un estimado de la restricción real de carga del consumidor con un PRD, comparada con su demanda pico.

2. *A nivel global (según propuesta de FERC, 2008):*

- a) *Reducción Potencial de Pico (RPP)*¹². Es la reducción potencial anual de carga pico coincidente, medida en MW, que puede alcanzarse a partir de la implementación del PRD y que coincide con el pico anual de carga del sistema.
- b) *Reducción de Pico Real (RPR)*¹³. Es el mismo concepto anterior pero no bajo datos potenciales sino con los datos reales alcanzados.

En el informe de FERC (2008) se indica que en el 2005 la RPP para todo el país era cercana al 4% de la demanda de electricidad proyectada para el verano de 2006. No obstante, en algunas regiones este porcentaje alcanzó valores entre el 16 y el 24%.

Tomando como base la información anterior se proponen los siguientes indicadores para el caso colombiano:

1. *Reducción de pico real por sector económico*. Corresponde a la reducción real del pico de carga. Este valor se obtiene calculando, como un porcentaje, la reducción de la carga máxima respecto a su nivel normal (medida antes de iniciar la implementación del PRD). Se toma como referencia, para cada uno de los sectores económicos, los valores teóricos estimados en la Tabla N° 8.

10 En inglés: Subscribed Performance Index (SPI).

11 En inglés: Peak Performance Index (PPI).

12 En inglés: Potencial Peak Reduction (PPR).

13 En inglés: Actually Peak Reduction (APR).

2. *Reducción de pico real en la demanda agregada de los CNR.* Corresponde a la reducción real del pico de carga, medida como un porcentaje de la carga pico contada antes de iniciar la implementación del PRD, desde un punto de vista agregado del MCNR bajo estudio. En este caso se obtienen porcentajes muy inferiores a los de cada uno de los sectores, ya que se encuentran sectores que no aportan a esta reducción y no todos los sectores coinciden en el mismo pico de consumo.

3. METODOLOGÍA

Para la estimación de los beneficios obtenidos por el uso de PRD en el caso bajo estudio, se asumió la implementación del SPDP, que maneja precios reales pero no del mismo día. La selección de este programa para la metodología presentada en este artículo obedece a que presenta ventajas importantes respecto a otros PRD que manejan precios reales del mismo día, debido a:

1. Se cuenta con el tiempo para planear la respuesta, lo cual es un tema crítico para lograr la mejor reacción de parte del consumidor al cambio de precio.
2. Promueve una competencia efectiva y sostenible.
3. El impacto en los precios de mercado es mayor.
4. No impone dificultades indebidas a los grandes consumidores.
5. La empresa no se expone a riesgos inmanejables.

3.1. METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS

En la metodología utilizada para estimar los beneficios se toman como base los términos claves utilizados en la propuesta de Neenan et al (2005). Sin embargo, no se aplica en su totalidad porque se presentan algunas restricciones, a saber:

1. No es fácil modelar una sola curva de demanda cuando se efectúa un análisis segmentado según los tipos de clientes, y cada uno presenta diferencias significativas en sus curvas de carga.
2. No es muy acertada la decisión de construir una sola curva de oferta única para todos los clientes, debido a que en los contratos actuales no se tienen asociados el perfil de carga con los precios. Esto dificulta conocer en qué momento el cliente se enfrenta al precio de la BE, o si se mantendrá el valor contratado previamente.

Los parámetros definidos para la aplicación de la metodología son:

1. *Tiempo.* Las simulaciones se efectuaron en dos períodos con condiciones de precios diferentes: un primer período con pocas restricciones de potencia donde se tienen precios en bolsa moderados (mes de febrero), y un segundo período (mes de septiembre) con condiciones más desfavorables en el componente hídrico (con restricciones a nivel potencia) donde se tienen los mayores precios y un mayor impacto en los beneficios. Esta selección se hizo estudiando el comportamiento de los precios de la BE durante el año 2009 (Gráfica N° 3). No se tomaron los meses con comportamientos extremos porque no permiten determinar un valor promedio de los beneficios en todo el año. Adicionalmente, se hizo un ejercicio con el mes de marzo de los años 2009 y 2010 (Gráfica N° 4), teniendo en cuenta que en el análisis hecho anteriormente, el comportamiento de los precios en estos dos años presentó una variación bastante significativa debido a las restricciones que se presentaron a nivel de despacho de energía por las severas condiciones climáticas reinantes a comienzos del año 2010. Con los resultados obtenidos para el mes de marzo de 2009 (Gráfica N° 3) y con los datos del mes de septiembre de 2009, se hizo una proyección para obtener los beneficios totales del año 2010.
2. *Segmentos de consumidores.* Para el caso de estudio no se cuenta con una evaluación de sensibilidad a los precios por tipo de cliente que permita calcular su elasticidad, por tanto se asimió cada uno de los sectores bajo estudio a cinco sectores típicos de consumo, con el fin de aplicar los valores de elasticidad recomendados por Neenan et al (2005) que se presentan en la Tabla N° 2.

TABLA N° 2

Elasticidades por sector económico

Sector	Elasticidad promedio
Comercial	0,06
Gubernamental/Educación	0,10
Salud	0,04
Industrial/Manufacturero	0,16
Trabajos públicos	0,02

Fuente: Neenan et al. (2005).

En la Tabla N° 3 se listan los valores de elasticidad para los sectores económicos incluidos en el presente estudio.

TABLA N° 3

Elasticidades por sector económico para el caso de estudio

Sector	Elasticidad
Textil	0,16
Alimentos	0,16
Plásticos	0,16
Servicios públicos	0,02
Minas y canteras	0,02
Comercio	0,06
Industria papelera	0,16
Manufacturas	0,16
Transporte y comunicaciones	0,02
Metalmecánica	0,16
Agrícola	0,16
Financiero	0,06
Educación	0,1

Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio.

3. *Perfil de la demanda.* Se tomaron las curvas de demanda típicas para cada uno de los sectores económicos utilizados en el presente artículo. Previo al cálculo de los beneficios obtenidos, se estudiaron las curvas para determinar el potencial de reducción de demanda en las horas pico del sistema (las horas de mediodía o final de la tarde), y considerando además el potencial de reacomodación de consumo en horas de baja carga en la demanda agregada. Por ejemplo, clientes como el sector de plásticos, minas y canteras, de transporte y comunicaciones, presentan curvas de carga muy planas en la mayor parte del día, así que la posibilidad de trasladar consumo desde las horas pico a horas de baja carga es algo improbable. Por lo anterior estos clientes no son significativos y no se incluyen en el cálculo de los beneficios.

3.1.1. ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS

La estimación se realiza para los escenarios de tiempo descritos anteriormente, mediante la siguiente metodología:

1. A partir de la curva de carga se determinan las horas pico en las cuales se busca lograr la reducción de carga. Se determina el consumo estimado a estas horas (con periodicidad mensual) y el valor de la energía en la BE.

2. Observando la misma curva se proponen las horas (teniendo en cuenta turnos de trabajo y horas productivas) en las cuales se puede dar la reacomodación de consumo. Es importante verificar las horas en las que el consumo actual no está llegando a su capacidad instalada, ya que no sería viable esta alternativa.
3. Se determina el precio de la BE a las horas propuestas. Con los valores de elasticidad propuestos por tipo de cliente (Tabla N° 3) se calcula cuánto sería el consumo que dicho cliente estaría dispuesto a trasladar de las horas pico a las horas de menor carga y menores precios. Es importante aclarar que, a pesar de que se toman los precios de la BE, estos no son los reales que enfrentan los consumidores en un PRD. Sin embargo, como estos programas de precios buscan manejar contratos donde se reflejen las tendencias del MEM en el MEMi, el hecho de utilizarlos dará una idea bastante aproximada del comportamiento de los clientes en el PRD. Para realizar este cálculo se parte de la definición de elasticidad a partir de la siguiente expresión matemática:

$$\varepsilon_D^P = \frac{\partial Q}{\partial P} \frac{P}{Q} \quad (1)$$

$$\varepsilon_D^P = \frac{\frac{Q_f - Q_i}{P_f - P_i}}{P_i}$$

$$Q_f = \varepsilon_D^P * \left(\frac{P_f - P_i}{P_i} \right) * Q_i + Q_i \quad (2)$$

donde:

ε_D^P : elasticidad precio de la demanda (tomada de la Tabla N° 3).

Q_f : cantidad final demandada a la hora pico bajo estudio (kWh).

Q_i : cantidad inicial demandada a la hora pico bajo estudio (kWh).

P_f : precio de la BE a la hora donde se traslada la demanda (\$/kWh).

P_i : precio de la BE a la hora de la demanda pico (\$/kWh).

4. Para determinar el consumo de energía que se traslada de la hora pico a la hora propuesta se aplica la relación:

$$\text{Energía trasladada} = Q_i - Q_f \quad (3)$$

5. Finalmente, con esta información se calculan los ahorros para el consumidor y/o para la EC. El ahorro en pesos (\$) se calcula a partir de la siguiente relación, que corresponde a la diferencia entre el valor de energía inicial consumida y el valor de la energía final consumida a la hora pico. El valor de la energía inicial consumida se calcula con una base de 22 días y con el precio de la BE de la hora pico, mientras que el valor de la energía final se calcula con el mismo horizonte y precio, pero se le adiciona el valor de la energía trasladada a precio de bolsa de la hora de baja carga:

$$\text{Ahorro} = Q_i \times 22 \times P_{\text{hora pico}}^{\text{bolsa}} - \left(Q_f \times 22 \times P_{\text{hora pico}}^{\text{bolsa}} + \text{Energía trasladada} \times 22 \times P_{\text{hora baja carga}}^{\text{bolsa}} \right) \quad (4)$$

Es importante aclarar que se calcularon sobre un horizonte de 22 días hábiles al mes, teniendo en cuenta que el patrón de consumo y precio cambia para los fines de semana y que las reacomodaciones de consumo entre días hábiles y festivos implicaría costos laborales que inciden en el cálculo de los beneficios del PRD.

6. Adicional a lo antes expuesto, se calcula cuál es la disminución en las demandas pico o máximas. Con ella se puede ver el efecto en la reducción de puntas en las curvas de carga, en especial en las que coinciden con los picos del sistema nacional. Este cálculo se realiza a partir de la siguiente relación:

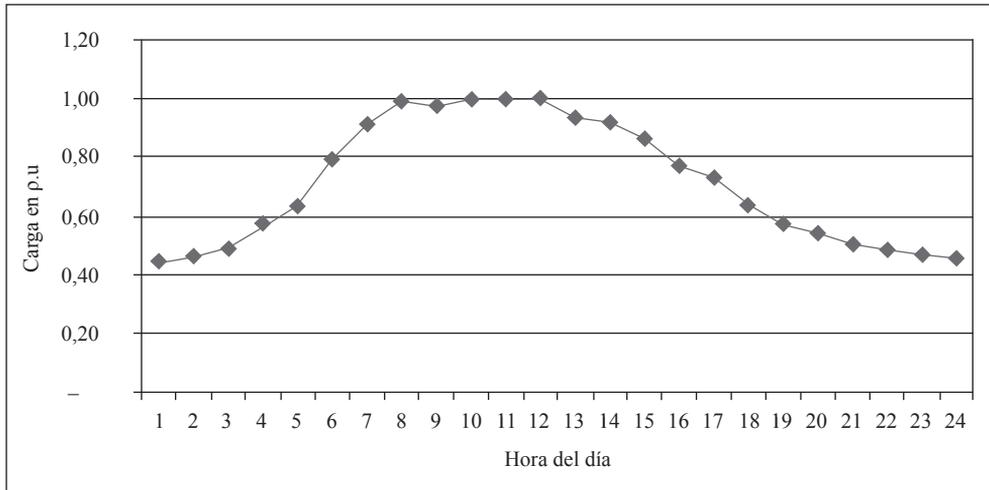
$$\text{Reducción pico} = \left(1 - \frac{Q_f}{Q_i} \right) * 100 \quad (\%) \quad (5)$$

3.1.2. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Para ilustrar la aplicación de la metodología de simulación descrita y usada en este estudio, se desagrega a continuación un ejemplo para el cálculo de los ahorros aplicado al mes de febrero de 2009, del sector alimentos, según los datos de la Tabla N° 3. La curva de carga para este sector se presenta en la Gráfica N° 5, en la cual se selecciona el pico a trabajar, que para este caso es el de las 12:00 M. La hora para la cual se propone el traslado del consumo es a las 6:00 A.M. A continuación se desagregan los resultados obtenidos:

GRÁFICA N° 5

Curva de carga - Sector alimentos



Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio.

TABLA N° 4

Resultados del ejemplo de cálculo de beneficios

Escenario N° 1	Mes de febrero 2009
Hora pico	12:00 M
Energía inicial consumida en hora pico/día	45.950
Días hábiles mes	22
Precio bolsa hora pico	\$/kWh 126,45
Elasticidad	0,16
Energía final consumida en hora pico/día	44.564
Energía trasladada	kWh 1.386
Energía trasladada en el mes	30.494
Hora de re acomodación energía	6:00 A.M.
Precio bolsa nueva hora	\$/kWh 102,61
Valor nuevo consumo	3.129.009
Valor anterior consumo hora pico	\$ 127.828.738
Nuevo valor consumo hora pico	\$ 123.972.748
Ahorro (1h)	\$ 726.981
Ahorro (2h)	\$ 1.453.963
Reducción pico	3,017 %

Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio.

3.2. COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN

Los costos de implementación de este tipo de programas están dados principalmente por los siguientes componentes:

1. *Requerimientos de medición.* Se requiere una medición horaria para todos los usuarios del PRD y almacenar los datos con medidor de intervalos, para poder calcular la facturación en forma adecuada.
2. *Anuncio de precios y facturación.* Se requiere implementar el *software* y los procedimientos necesarios para preparar y transmitir diariamente los precios a todos los consumidores que participan del programa, leer sus medidores y generar las facturas de energía aplicando los precios al consumo por hora.

En el caso bajo estudio el costo asociado a un sistema de medición preciso, que se pueda consultar en línea y proporcione datos con frecuencia horaria o menor, no se tiene en cuenta, ya que por condiciones regulatorias todos los CNR cuentan actualmente con un medidor que cumple con estas características. Para el segundo costo se asume un costo base por cliente, teniendo en cuenta también la metodología aplicada por Neenan et al (2005). Con este dato se calculan los costos para cada uno de los sectores que se analizan.

4. RESULTADOS

4.1. BENEFICIOS ECONÓMICOS

Aplicando la metodología descrita en la sección tercera del presente artículo, se calculan los beneficios económicos para un horizonte anual. Los resultados se muestran en la Tabla N° 5, donde:

Escenario N° 1. Corresponde a los beneficios encontrados para el mes de febrero de 2009. Para el cálculo agregado anual se tipifican como 9 de los 12 meses del año (tomando como referencia el comportamiento de los precios de bolsa) (Gráfica N° 3).

Escenario N° 2. Corresponde a los beneficios encontrados en el mes de febrero de 2010.

Escenario N° 3. Corresponde a los beneficios encontrados para el mes de septiembre de 2009. Para el cálculo del agregado anual se tipifican como de 3 de los 12 meses del año.

Escenario N° 4. Corresponde a los beneficios proyectados para el mes de septiembre de 2010. Para el cálculo se aplicó un factor al valor de los beneficios encontrados en febrero de 2010, teniendo en cuenta el comportamiento de los precios en el año 2009.

TABLA N° 5
Resumen beneficios económicos - Caso de estudio

SECTOR	Beneficios mensuales (en pesos colombianos)				Beneficios agregados anuales (en pesos colombianos)	
	Escenario N° 1	Escenario N° 2	Escenario N° 3	Escenario N° 4 (Proyección septiembre 2010)	Escenario N° 1 + 3: año 2009	Escenario N° 2 + 4: (proyectado Año 2010)
Textil	1.642.109	2.955.112	1.908.806	3.693.890	20.505.398	37.677.680
Alimentos	1.453.963	2.616.528	1.690.103	3.270.660	18.155.975	33.360.728
Comercio	206.084	2.334.783	492.119	2.544.913	3.331.116	28.647.786
Industria papelera	83.970	1.372.035	619.549	1.715.044	2.614.373	17.493.449
Manufacturas	298.593	3.158.254	579.085	3.947.817	4.424.588	40.267.738
Metalmecánica	18.731	278.605	180.223	348.257	709.252	3.552.220
Agrícola	48.276	3.044.868	766.744	3.806.085	2.734.714	38.822.063
Financiero	13.911	352.192	123.769	383.889	496.505	4.321.398
Educación	107.097	1.743.029	443.238	2.004.484	2.293.590	21.700.713
Total	3.872.734	17.855.406	6.803.636	21.715.039	55.265.511	225.843.774

Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio.

De la misma forma se calculan los costos variables que se muestran en la Tabla N° 6, tomando como base el costo mensual por cliente. Se calcula tomando como referencia el análisis realizado por Neenan et al (2005), asumiendo que los costos de mano de obra en Colombia son inferiores a los de EE.UU. Se aclara que estos son aproximados y que dependen de la infraestructura que se requiera según el PRD seleccionado y de los clientes que vayan a participar en el mismo.

TABLA N° 6
Costos variables - Caso de estudio

Sector	Número de clientes	Costo unitario mensual (COP)	Costo total anual (COP)
Textil	54	\$ 28.384	\$ 18.393.013
Alimentos	54	\$ 28.384	\$ 1.532.751
Comercio	85	\$ 28.384	\$ 2.412.664
Industria papelera	54	\$ 28.384	\$ 1.532.751
Manufacturas	54	\$ 28.384	\$ 1.532.751
Metalmecánica	54	\$ 28.384	\$ 1.532.751
Agrícola	49	\$ 28.384	\$ 1.390.830
Financiero	39	\$ 28.384	\$ 1.106.987
Educación	15	\$ 28.384	\$ 425.764
Total			\$ 29.860.262

Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio y referencias internacionales, Neenan et al. (2005).

Dentro del balance general de beneficios se tiene en cuenta, además de los costos variables, un costo fijo que corresponde a los costos de implementación de software para información de precios y de facturación, el cual solo se tiene en cuenta una vez dentro de los costos anuales.

Teniendo en cuenta los beneficios económicos (Tabla N° 5) y los costos asociados (Tabla N° 6) para la puesta en marcha de un PRD en el caso de estudio, se tiene que el balance general de los beneficios anuales resultantes son los obtenidos a continuación en la Tabla N° 7.

TABLA N° 7

Balance general de beneficios económicos - Caso de estudio

Balance General		
	Año 2009	Año 2010
Beneficios totales	\$55.265.511	\$225.843.774
Costos variables	\$29.860.262	\$29.860.262
Costo fijo	\$21.000.000	\$21.000.000
Beneficio neto	\$19.405.249	\$189.983.512

Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio.

4.2. BENEFICIOS EN LA REDUCCIÓN DE PICOS DE DEMANDA

Además de los beneficios económicos generados por las reacomodaciones de consumo, también se obtienen beneficios por la reducción en los picos de demanda los cuales, además de las ventajas económicas, representan mejoras en la confiabilidad del sistema eléctrico.

La reducción en el pico de demanda se calcula a partir de (5) y los resultados obtenidos se listan en la Tabla N° 8 dada a continuación. Allí se puede observar que las reducciones obtenidas oscilan entre 1 y 4% mensual, y los máximos valores de reducción se dan para el Escenario N° 2 que corresponde al año 2010.

TABLA N° 8

Reducción pico de demanda por sector económico - Caso de estudio

Sector	Reducción pico demanda		
	Escenario N° 1	Escenario N° 2	Escenario N° 3
Textil	3,0	3,1	2,6
Alimentos	3,0	3,1	2,6
Comercio	0,7	1,6	0,8
Industria papelera	1,0	3,0	2,1
Manufacturas	1,7	4,0	1,9
Metalmecánica	1,0	2,4	2,0
Agrícola	0,8	4,4	2,5
Financiero	0,3	1,7	0,6
Educación	1,1	3,0	1,7
Valor promedio	1,4	2,9	1,9

Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio.

En la misma forma se calculó la reducción de pico global, para el MCNR del caso de estudio, encontrándose que para los primeros 3 escenarios considerados, la reducción en las dos horas picos del sistema analizados (12 M y 8 P.M.), oscila alrededor de un 1%, tal como se observa en la Tabla N° 9. Para esto, se calculó la demanda total diaria inicial en las horas pico analizadas y la demanda final una vez hechas las reacomodaciones de consumo. Con los datos calculados, se aplicó (5).

TABLA N° 9

Reducción en el pico de demanda agregada

Hora	Escenario N° 1	Escenario N° 2	Escenario N° 3
12 M	1,1	1,4	1,1
8 P.M.	0,4	0,8	0,4

Fuente: elaboración propia con base en la información del caso de estudio.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los resultados obtenidos en el presente artículo se puede concluir que:

1. La desconexión existente actualmente entre el MEM y el MEMi implica que el mercado de energía eléctrica no es completamente eficiente, ya que no permite la participación de todos los agentes de manera directa, en la conformación del precio. La falta de volatilidad en los precios que percibe el consumidor final impiden que la asignación y uso de este recurso no se haga en forma eficiente. La implementación del PRD tiene su fundamento en la búsqueda de una asignación y uso eficiente de la energía a través de un mecanismo de respuesta ante los cambios en precios.
2. No se puede involucrar en un PRD a todos los tipos de clientes. Para ello es importante revisar las curvas de carga, a fin de establecer si es o no viable hacer una reacomodación del consumo de energía. En la revisión efectuada del caso objeto de estudio se encontraron cuatro sectores, que por sus características de perfil de carga no pueden inicialmente participar en dichos programas. Los sectores identificados fueron: 1) sector de servicios públicos; 2) minas y canteras; 3) transporte y comunicaciones, y 4) plásticos. Sin embargo, queda abierta la posibilidad para que su participación en estos programas no se realice mediante una reacomodación de su consumo energético, sino reduciendo el consumo en horas pico y supliéndolo con equipos más eficientes o con generación propia *on-site*.
3. Las EC han detectado que la falta de respuesta de los clientes a los precios es en parte ocasionada por las asimetrías de información existentes en el mercado. Los

clientes no toman las decisiones más acertadas sobre los contratos, porque se basan en precios históricos de energía y en algunos casos creen que la recesión económica afectará la demanda de energía reduciendo los precios. Sin embargo, este escenario no se ha presentado en los últimos meses. Adicional a esto, el comportamiento en el tiempo de los precios de energía en la bolsa se ha convertido en algo bastante impredecible por los fenómenos climáticos. Esto hace que las proyecciones de precios que se hacen de un año a otro tengan un error bastante significativo y se constituya entonces en un incentivo para la implementación de PRD, frente a un modelo de asignación de precios fijos en los contratos de compra/venta de energía de largo plazo.

4. Es importante resaltar que el éxito de los PRD radica esencialmente en la participación de los clientes. En el caso estudiado se asumió una participación cercana al 64% de los clientes, y bajo este escenario se obtuvieron los beneficios ilustrados en las Tablas N° 5 y 7. En la medida en que esta participación sea menor los beneficios a su vez serán menores para la empresa. Así mismo, viéndolo a nivel agregado como beneficios potenciales en reducción de precios de bolsa y mejora de la confiabilidad en horas pico, el porcentaje de participación en los programas PRD será mucho más relevante.
5. No se cuantificaron los beneficios adicionales, citados inicialmente en el marco teórico, obtenidos por la implementación de los PRD, porque implican un nivel de información más detallado, como ocurre cuando se hace el desplazamiento de inversiones por necesidades de nueva infraestructura para atender la demanda de energía.
6. Los resultados de los beneficios obtenidos se determinaron usando valores de elasticidad tomados de estudios internacionales. Este parámetro es fundamental para la determinación de los beneficios de los PRD y, por lo tanto, es muy importante que para definir si se implementan o no en un caso particular, se realicen los estudios previos con los clientes agrupados por sectores económicos, ya sea a partir de encuestas o estudios de mercado, para determinar de esa forma la disponibilidad de los clientes de reprogramar sus rutinas de consumo ante un incentivo en precios.
7. Es importante que los organismos reguladores estimulen con incentivos a las EC a fin de potenciar a nivel país la implementación de los PRD.
8. La reducción de los picos de demanda conlleva no solo un beneficio puntual para las EC y los generadores, sino un aporte global que beneficia al sistema eléctrico, no solo minimizando las restricciones en potencia y/o energía sino brindando una mayor confiabilidad en la operación del sistema nacional ante una situación de contingencia.
9. Una vez se decida la implementación de un PRD, la EC deberá decidir el tipo de programa más adecuado. Se mencionaron algunos de los programas que existen actualmente y que han sido implementados de manera exitosa en países como

EE.UU. Sin embargo es evidente que el PRD seleccionado debe estar validado a las condiciones particulares tanto de la EC como del consumidor. Especialmente se debe tener claridad en lo relacionado con los requerimientos tanto de recursos humanos como tecnológicos, por ejemplo de comunicaciones, que exige cada uno de estos programas.

10. Es importante que la EC establezca metas concretas al inicio de estos programas, para que le permita hacer una medición real de los beneficios a través de los indicadores. Así mismo, podrá determinar la viabilidad de invertir en un proyecto para la masificación de este tipo de programas, por ejemplo extenderlos hasta el nivel residencial.

A partir del alcance desarrollado en este artículo y teniendo en cuenta los avances de la regulación colombiana se recomienda para futuros estudios:

1. Analizar el impacto del PRD sobre los beneficios, si se aprueba el proyecto de Resolución CREG 179 de 2009, que reduce la franja límite para que un consumidor entre a hacer parte del MCNR. En el caso bajo estudio, se tiene una perspectiva aproximada de 2.000 a 2.500 nuevos clientes, lo cual sería un incremento significativo en los beneficios del programa. Adicional a lo anterior, es importante señalar que los grandes clientes cada vez más buscan reducir las asimetrías de información y ser más partícipes en la gestión de la demanda, lo que se convierte en un reto para que las EC busquen hacer atractivos los contratos de venta de energía, con el fin de atraer a los consumidores del MCNR.
2. Evaluar en los PRD las incidencias que podría tener la recomodación de consumo en los precios de la BE, ya que se podría trasladar el pico en los precios de una hora a otra. En el caso colombiano, la forma de la curva de demanda está dada básicamente por el consumo residencial, con lo cual los cambios en los patrones de consumo de los grandes clientes que pertenecen al MCNR no generan una incidencia tan significativa que pudiera impactar los precios de la BE. Básicamente el objetivo de estos programas no es trasladar la hora pico de una hora del día a otra, porque no se estarían obteniendo los beneficios esperados.

BIBLIOGRAFÍA

- Andersen, F. M., Jensen, S. G., Larsen, H. V., Meibom, P., Ravn, H., Skytte, K. et al. (2006). *Analyses of demand response in Denmark*. Riso National Laboratory. Recuperado el 5 de agosto, 2009, de <http://130.226.56.153/rispubl/SYS/syspdf/ris-r-1565.pdf>
- Barbose, G., Bharvirkar, R., Goldman, C., Hopper, N. & Neenan, B. (2006). *Killing two birds with one stone: Can real time pricing support retail competition and demand response?* (LBNL Paper 59739). Recuperado el 5 de agosto, 2009, de <http://escholarship.org/uc/item/5935k0ks>
- Braithwait, S. & Eakin, K. (2002). *The role of demand response in electric power market design*. Edison Electric Institute. Recuperado el 5 de agosto, 2009, de http://www.eei.org/about_EEI/advocacy_activities/U.S._Department_of_Energy/051122DOE-DR-Comments-v4.pdf
- Cadena, A., Durán, H. & Correal, M. E. (2007). *Asesoría para el diseño de un mecanismo de mercado para la participación y remuneración de la demanda eléctrica desconectable* (Informe Final Diciembre). Bogotá.
- Cappers, P., Goldman, C. & Kathan, D. (2009). *Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence (LBNL-2124E)*. Recuperado el 31 de agosto, 2009, de http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/EMS_pubs.html
- Escobar, L. (2008). *Simulación de ganancias en bienestar derivadas de la implementación de programas de demanda participativa basados en precios para la carga no regulada en Colombia*. Tesis de Maestría en Regulación, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.
- Federal Energy Regulatory Commission. (2008). *Assessment of demand response and advance metering* (Staff Report). Recuperado el 5 de septiembre, 2009, de <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>
- Hooper, N., Goldman, C. & Neenan, B. (2006). *Demand response from day-ahead hourly pricing for large customers* (LBNL 59630). Recuperado el 31 de agosto, 2009, de http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/EMS_pubs.html
- Neenan, B., Cappers, B., Pratt, D. & Anderson, J. (2005). *Improving linkages between wholesale and retail markets through dynamic retail pricing*. Neenan Associates. Recuperado el 11 de octubre, 2009, de http://www.iso-ne.com/genrtion_resrcs/dr/rpts/improving_linkages_12-05-2005.pdf
- Ruff, L. (2002). *Economic principles of demand response in electricity*. Edison Electric Institute. Recuperado el 5 de agosto, 2009, de http://ksgwww.harvard.edu/hepg/Papers/Ruff_economic_principles_demand_response_eei_10-02.pdf
- Saini, S. (2004). *Conservation v. generation: The Significance of Demand Side Management (DSM). It's tools and technique*. Recuperado el 5 de agosto, 2009, de <http://www.sciencedirect.com/science>
- Siddiqui, A. (2003). *Price elastic demand in deregulated electricity markets* (LBNL 51533). Recuperado el 31 de agosto, 2009, de http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/EMS_pubs.html