

**PROGRAMAS DE RESPUESTA EN DEMANDA Y SU POSIBLE IMPACTO EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO**

CRISTIAN DAVID GRAJALES ESPINAL

LUIS FERNANDO FIGUEROA PATIÑO

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2012**

**PROGRAMAS DE RESPUESTA EN DEMANDA Y SU POSIBLE IMPACTO EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO**

CRISTIAN DAVID GRAJALES ESPINAL

LUIS FERNANDO FIGUEROA PATIÑO

Trabajo de grado para optar el título de ingeniero Electricista

DIRECTOR

PhD. HAROLD SALAZAR I.

ASESOR

Ing. GEOVANNY MARULANDA

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2012**

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
Introducción.....	1
1. Generalidades de Respuesta en Demanda	3
1.1. Introducción.....	3
1.2. Definición.....	3
1.2.1. Respuesta del consumidor.....	3
1.3. Clasificación de los programas de respuesta en demanda.	4
1.3.1. Programas basados en incentivos (IBP)	4
1.3.2. Programas basados en precio (PBP o TBP)	6
1.4. Beneficios y costos de los programas de Respuesta en Demanda.....	7
1.4.1. Beneficios	7
1.4.2. Costos	9
1.5. Medición del éxito de los programas de DR.....	10
1.6. Experiencias de programas de DR.....	10
1.7. Respuesta en Demanda en Colombia.....	12
1.7.1. Anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV)	12
1.7.2. Observaciones acerca de DDV	13
2. Fundamentos Microeconómicos y Modelos de Demanda para DR.....	15
2.1. Introducción.....	15
2.2. Conceptos básicos de economía.	15
2.2.1. Modelo de demanda.	15
2.2.2. Funciones inversas de demanda	16
2.2.3. Elasticidad de la demanda	17
2.2.4. Mercados	18
2.3. Modelos de demanda para propósitos de Respuesta en Demanda.....	20
2.3.1. Caso inelástico.....	20
2.3.2. Modelo lineal.....	21
2.3.3. Modelo dual inelástico-elástico lineal.	23
2.3.4. Modelo exponencial.	23
2.3.5. Matriz de elasticidad propia y cruzada.	24
3. Matriz de elasticidad propia y cruzada.....	27
3.1. Introducción.....	27
3.2. Elasticidad del consumidor.....	27
3.3 Matriz de elasticidad propia y cruzada.	29
3.4. Elasticidad relativa.....	32
4. Construcción de tipologías de carga	35
4.1 Búsqueda de datos	35
4.2. Construcción de tipologías de carga.....	39

5. Análisis de resultados	41
5.2. Análisis de precios.....	43
5.3. Cálculo y análisis de la matriz de elasticidades propias y cruzadas.....	47
5.5 Redistribución de carga a partir de la matriz de elasticidades propias y cruzadas	56
5.6 Inelasticidad de la demanda frente a la tarifa.....	60
5.7 Cálculo de los parámetros del modelo lineal para observar el comportamiento real del sistema eléctrico colombiano	63
5.8. Descripción para la construcción del modelo lineal de respuesta en demanda.	66
Conclusiones	69
Recomendaciones	71
Trabajos futuros	73
Bibliografía.....	75

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4.1. Pronóstico de demanda enero de 2008 área Antioquia.....	37
Tabla 5.2.a. Datos mensuales y promedio de demanda año 2008.....	38
Tabla 5.2.b. Datos mensuales y promedio de demanda año 2008.....	38
Tabla 5.3. Promedio demanda año 2008, 2009 y 2010.....	39
Tabla 5.1 Promedios de demanda años 2007, 2008, 2009 y 2010.....	42
Tabla 5.2. Promedio de precio en bolsa para los años 2007, 2008, 2009 y 2010 del área Antioquia.....	45
Tabla 5.3. Demandas y precios pico y no pico para el periodo de tiempo 2007-2010 del área Antioquia.....	49
Tabla 5.4. Tarifas mensuales usuarios estrato 3 para los años 2009 y 2010 CHEC.....	62

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.	Esquema de trabajo del estudio..... 2
Figura 1.1.	Clasificación de los programas de DR..... 5
Figura 1.2.	Beneficios de los programas de DR..... 8
Figura 1.3.	Costos de los programas de DR..... 10
Figura 1.4.	Impacto de RTP en consumidores residenciales de Chicago..... 12
Figura 2.1.	Modelo básico de demanda..... 16
Figura 2.2.	Función inversa de demanda..... 17
Figura 2.3.	Modelo de demanda. Caso inelástico..... 21
Figura 2.4.	Modelo de demanda lineal..... 22
Figura 2.6.	Modelo de demanda exponencial..... 24
Figura 3.1.	Comportamiento de los consumidores a partir de la matriz de elasticidad propia y cruzada..... 31
Figura 4.2.	Tipología de carga área Antioquia..... 40
Figura 5.1.	Tipología de carga para los años 2007, 2008, 2009 y 2010 área Antioquia..... 43
Figura 5.2.	Promedio precio en bolsa año 2007, 2008 2009 y 2010 del área Antioquia..... 46
Figura 5.3.	Gráfica de tipología de carga y precios del área Antioquia..... 47
Figura 5.4.	Matriz de elasticidades propias y cruzadas para el periodo de tiempo 2009-2010 Área Antioquia..... 52
Figura 5.5.	Composición de la generación periodo de tiempo 2008-2010..... 52
Figura 5.6.	Elasticidades relativas 2007-2008, 2008-2009 y 2009-2010..... 55
Figura 5.7.	Redistribución 1 tipología de carga área Antioquia..... 59
Figura 5.8.	Redistribución 2 tipología de carga área Antioquia..... 60
Figura 5.9.	Consumo de energía eléctrica años 2008 y 2009 usuarios estrato 3 CHEC..... 61
Figura 5.10.	Consumo de energía eléctrica años 2009 y 2010 usuarios estrato 3 CHEC..... 63
Figura 5.11.	Comportamiento real del sistema eléctrico colombiano según el modelo de respuesta en demanda..... 66
Figura 5.12.	Modelo lineal de respuesta en demanda área Antioquia..... 67

Introducción

Para iniciar con el estudio de programas de respuesta en demanda y su posible impacto en el sistema eléctrico colombiano, es necesario conocer el modelado de demanda y los comportamientos de los usuarios frente a la capacidad de compra de energía eléctrica. Una vez conocidos los conceptos del modelado de demanda, se introduce el término de microeconomía llamado elasticidad, que indica la variación de la demanda con respecto a las variaciones de los precios de energía eléctrica.

Conociendo el modelado de la demanda y el concepto de elasticidad se analizarán distintos programas de respuesta en demanda abriendo los diferentes caminos y permitiendo por medio de analogías relacionar actividades que actualmente se realizan en Colombia como mecanismos utilizados para generar respuesta en demanda.

Una vez realizados los estudios correspondientes al modelado de demanda y los programas de Respuesta en Demanda, se efectuarán cálculos de elasticidades relativas, matriz de elasticidades propias y cruzadas y se planteará como ejemplo una redistribución de carga, en la cual se puede observar claramente como a partir de conceptos de microeconomía se pueden realizar cambios significativos, tanto en los comportamientos del sistema como de los propios consumidores.

Los cambios de los consumos de energía eléctrica basados en la variación del precio y tarifa no solo dependen de la implementación de programas de respuesta en demanda sino también en la educación que se les proporcione a los usuarios y conciencia social que adopten ellos, es decir, se debe tener en cuenta que la aplicación de estos programas implica directamente un cambio de visión del consumo por parte de los usuarios, partiendo del hecho que los beneficios resultantes acogen a todos los participantes de las transacciones de energía eléctrica. También hacer entender al usuario final, que la participación de estas actividades es de carácter voluntario y que la pérdida de comodidad es recompensada por incentivos económicos.

Este estudio es la base para estudios posteriores donde se pueda desarrollar de manera más profunda apartes de este mismo, acercándose cada vez a una puesta en funcionamiento de programas de Respuesta en Demanda eficientes y de calidad, alentando la participación de toda la sociedad Colombiana.

El esquema de este trabajo se presenta en la Figura 1.

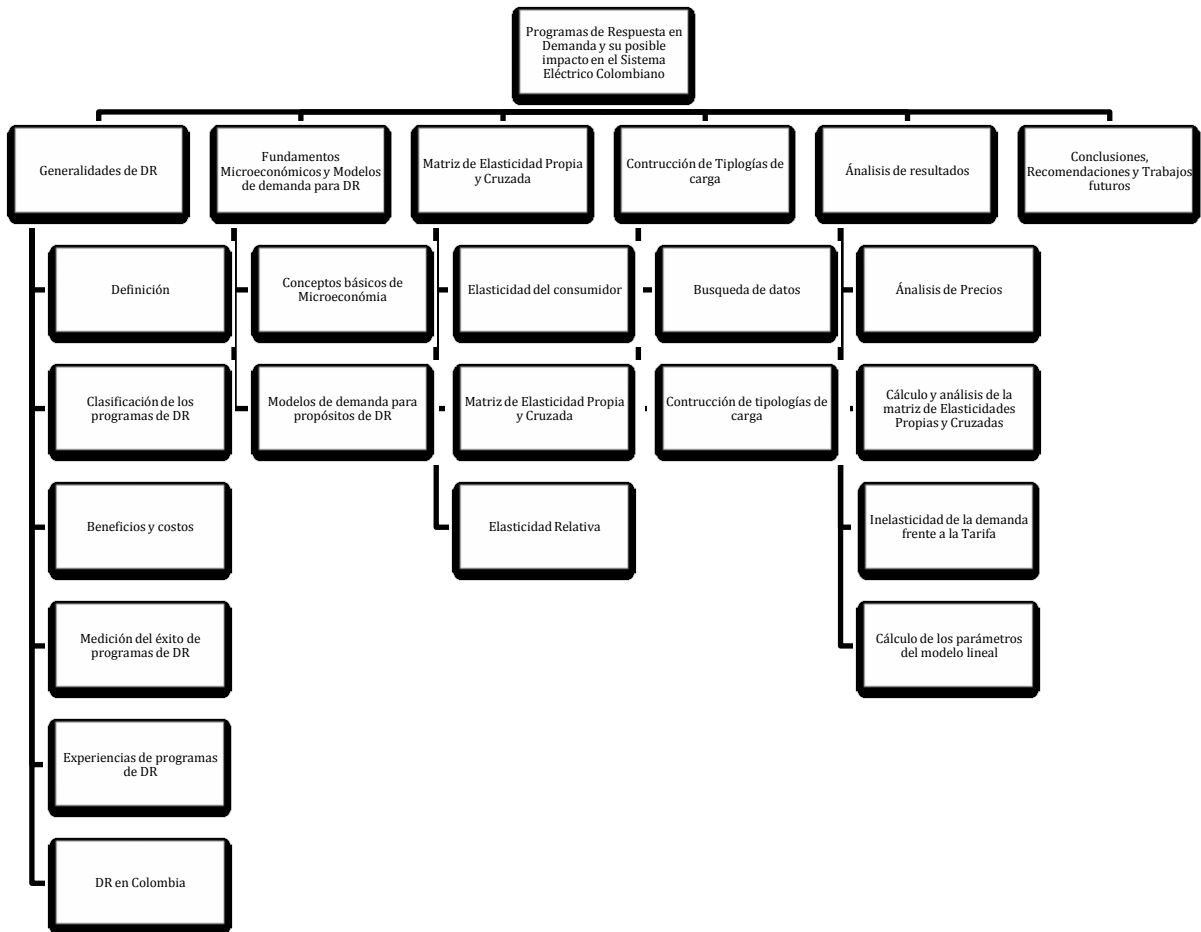


Figura 1. Esquema del estudio.

1. Generalidades de Respuesta en Demanda

1.1. Introducción

En este capítulo se exponen apartes del tema denominado Respuesta en Demanda (DR), abarcando sus definiciones, los diversos programas de participación que pertenecen a DR, sus beneficios y sus costos. Además del acercamiento que este tema tiene en el sistema eléctrico Colombiano por medio de la Resolución CREG063-2010 titulado “Anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable voluntaria”.

1.2. Definición

Respuesta en Demanda (DR por sus siglas en inglés), se puede definir como los cambios en los consumos de electricidad por parte los consumidores finales en respuesta a cambios en el precio de la electricidad a través del tiempo. También, la DR puede ser definida como el pago de incentivos acordados para inducir un menor uso de electricidad en momentos de altos precios del mercado mayorista o cuando se presenten contingencias en el sistema de potencia [1].

Estas actividades de cambio de consumos mencionadas anteriormente, se llevan a cabo mediante programas de aplicación de DR, donde al operador del sistema se le llama propietario del programa, y al consumidor participante.

1.2.1. Respuesta del consumidor

Existen tres acciones generales por las cuales el consumidor puede optar para participar en programas de respuesta en demanda. Cada una de estas acciones involucra costos y medidas adoptadas por el cliente. En primer lugar, los consumidores pueden reducir su consumo durante los periodos pico cuando los precios son elevados sin modificar su patrón de consumo en las demás horas; de esta manera no se perderán procesos por la reducción de carga en las horas restantes. Esta opción implica una pérdida temporal de la comodidad, ya que no habrá una reposición de dicha reducción de consumo.

En segundo lugar, los clientes pueden responder a los altos precios, trasladando algunas de sus operaciones de horas pico a horas no pico, de esta manera no habría pérdida de procesos o actividades por la reducción de carga en la horas de precio máximo (contrario a lo que sucedía en el caso anterior). Por ejemplo para un caso residencial, se podrían

trasladar actividades como el lavado de la ropa, usando la máquina de lavado a un horario de baja demanda (4 am). En este caso el consumidor no incurrirá en ninguna pérdida ni costo. Sin embargo, este no será el caso de un consumidor industrial, ya que si recurre a una reprogramación de sus actividades, podría tener inconvenientes con los costos de reestructuración [1].

En tercer lugar, los consumidores podrían optar por generar su propia energía por medio de la auto generación. ellos experimentando un cambio muy pequeño o ningún cambio en sus patrones de consumo porque están en la capacidad de suplir su propia demanda; sin embargo desde el punto de vista del sistema eléctrico, esta acción se verá como una disminución de demanda [1].

1.3. Clasificación de los programas de respuesta en demanda.

Los diferentes programas de Respuesta en Demanda se muestran en la figura 1.1.

Estos programas se clasifican en dos grandes categorías y de ellas se derivan un número determinado de subprogramas. Las dos categorías de programas de respuesta en demanda reciben los nombres de:

- Programas basados en incentivos (Incentive based program)
- Programas basados en precios (Price based program o Time based program)

1.3.1. Programas basados en incentivos (IBP)

Los programas basados en incentivos (IBP) básicamente funcionan a partir del hecho de que la disminución de carga podría solventar diferentes tipos de contingencias en el sistema eléctrico en momentos específicos del día. Estos están divididos en dos categorías: programas clásicos y programas basados en mercados.

En los programas clásicos, los consumidores reciben pagos por su participación, estos pagos generalmente son dados en forma de créditos o descuentos en la facturas. Los programas que perteneces a esta clasificación son:

- Control directo de carga
- Interrumpible/Corte de carga

En el programa de control directo de carga, el operador de red tiene la capacidad de desconectar de forma remota los equipos eléctricos de los usuarios, por un pequeño instante de tiempo.

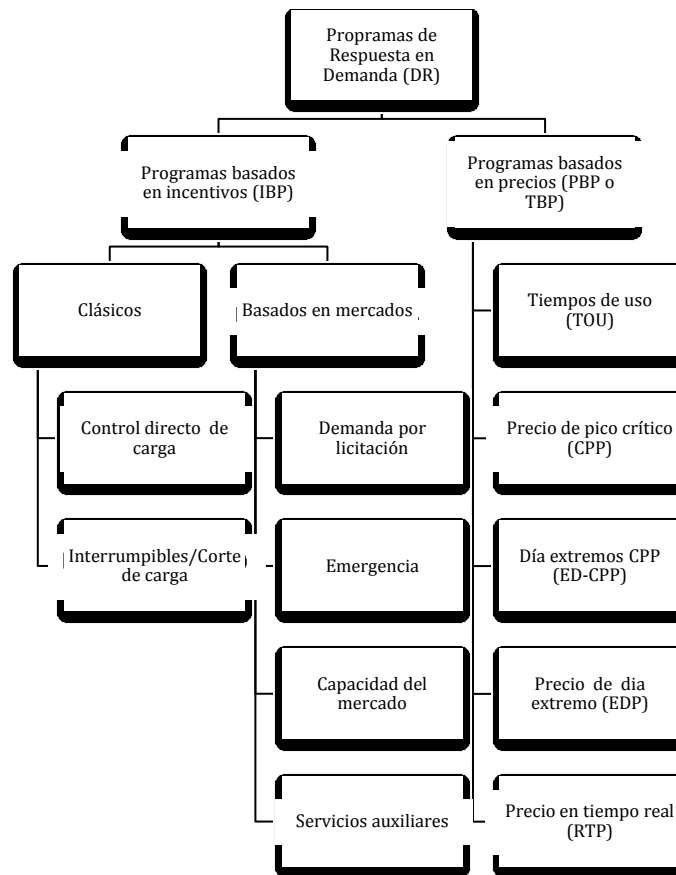


Figura 1.1. Clasificación de los programas de DR.

Los equipos que típicamente se pueden manejar de manera remota son equipos de aire acondicionado y calentadores de agua. Este tipo de programa se utiliza principalmente en el sector residencial y pequeños consumidores comerciales.

Como en control directo de carga, los consumidores participantes del programa Interrumpible/Corte de carga, reciben pagos por adelantado o descuentos en las próximas tarifas. Los consumidores que participen en este programa deberán reducir su carga a los valores predefinidos con el operador del sistema. Los participantes que no respondan según lo estipulado, enfrentarán sanciones, dependiendo de los términos y condiciones del programa.

En los programas basados en mercados, los participantes son recompensados con dinero dependiendo del desempeño de sus respuestas a las noticias enviadas por parte del operador del sistema al llamado de reducción de carga [2].

En demanda por licitación, los participantes ofertan una cantidad específica de energía a reducir en el mercado mayorista. Una oferta es aceptada, si el precio de ella es menor que el precio de la energía del mercado. Cuando la oferta es aceptada, el participante debe reducir su carga al valor pactado, cuando el operador del sistema se lo indique. De lo contrario el consumidor será penalizado por el desacato del llamado [1, 2].

Por otro lado en el programa de Respuesta en demanda de emergencia, los participantes recibirán incentivos por atender los llamados de reducción de carga en casos extremos de emergencia. Estos incentivos se darán en forma de pagos los cuales pueden ser: Pagos del precio en bolsa de la energía no consumida o pago por desempeño basados en métodos que verifican la reducción de demanda [1, 2].

En el programa de capacidad del mercado, se les ofrece a los clientes que puedan tener una reducción de carga pre-especificada, cuando surjan contingencias en el sistema. Los participantes reciben las noticias por parte del operador del sistema con un día de anticipación y serán penalizados si no existe una respuesta al llamado de reducción de carga.

El programa de mercados de servicios auxiliares permite al participante ofertar una reducción de carga en el mercado mayorista como una reserva operativa. Cuando las ofertas se aceptan, a los participantes se les paga el precio que indique el mercado por el compromiso a mantenerse en estado de espera, y se les paga también, por los momentos donde se necesite una reducción de carga [1, 2].

1.3.2. Programas basados en precio (PBP o TBP)

Estos programas se basan en las tasas de fijación dinámicas de los precios en donde las tarifas de electricidad no son planas; estas tasas actúan siguiendo los costos reales de la electricidad. El objetivo real de estos programas es aplanar la curva de demanda, ofreciendo una alta tarifa durante las horas pico y tarifas bajas en las horas por fuera del pico. Esta clasificación incluye los programas [1]:

- Tiempos de uso (TOU)
- Precio máximo crítico (CPP)
- Precio de día extremo (EDP)
- Día extremo CPP (EDP-CPP)
- Precio en tiempo real (RTP)

El programa básico de PBP es el TOU. Este programa utiliza los índices del precio de la electricidad por unidad de consumo en diferentes bloques de tiempo. La forma más sencilla de TOU es utilizar dos bloques de tiempo, generalmente llamados periodo pico y periodo no pico (o fuera del pico), reflejando el costo promedio de la electricidad para cada uno de estos periodos.

Los índices CPP incluyen un precio predeterminado más alto que los precios en TOU o en las tarifas planas normales. Los índices de CPP se utilizan durante las contingencias o en los momentos de los precios más altos de electricidad para un número determinado de días o de horas al año.

EDP es similar al CPP en utilizar precios más altos que las tarifas normales y se diferencia en que está diseñado para establecerse en el conjunto de las 24 horas del día

llamado “día extremo”, dada la predicción de agotamiento de la capacidad disponible y la capacidad de reserva de generación, la cual es definida hasta con un día de antelación [1, 2].

En ED-CPP, los índices de CPP para los diferentes periodos tarifarios que se tengan solo se llaman durante los días considerados extremos; en los demás días regulares se manejan tarifas planas.

RTP es un programa donde los participantes pagan el costo real de la energía eléctrica en el mercado mayorista. Los clientes están informados con un día de antelación o una hora de antelación, los movimientos de los precios en el mercado. Muchos economistas están convencidos de que los programas de RTP son los programas de DR más directos y eficientes, adecuadas para los mercados competitivos de electricidad, cumpliendo con todas las políticas establecidas en el contenido de Respuesta en Demanda [3].

1.4. Beneficios y costos de los programas de Respuesta en Demanda.

1.4.1. Beneficios

La figura 1.2 muestra un resumen de los beneficios asociados a la DR. Estos beneficios se pueden clasificar en 4 categorías: participante, mercado, confiabilidad y funcionamiento del mercado.

Los participante de DR pueden experimentar ahorros en las facturas de electricidad reduciendo los consumos en la horas picos de los precios. De hecho, algunos participantes pueden experimentar un ahorro considerable sin cambiar drásticamente su patrón de consumo, tan solo reduciendo por debajo del promedio su demanda en las horas pico [3]. Algunos clientes pueden ser capaces de aumentar su consumo de energía sin tener que pagar más dinero por funcionamiento de equipos en los momentos de no pico. Añadiendo a lo anterior, que los participantes de IBP clásico reciben incentivos por su participación; los participantes de IBP de mercados reciben incentivos con base en su desempeño.

No todos los beneficios de RD están dirigidos hacia los participantes, algunos se concentran en la ampliación del mercado. De la reducción del precio en general, se espera que con el tiempo cause una utilización mas eficiente de la infraestructura disponible. Por ejemplo, se podría disminuir la puesta en marcha de generadores de alto costo, reducir las pérdidas y disminuir los costos de expansión del sistema de potencia [1].

Por otra parte los programas de Respuesta en Demanda pueden aumentar la capacidad del sistema utilizando los programas basados en mercados, que a su vez se traduce en la capacidad de evitar o aplazar los costos. Además también pretende evitar o aplazar la necesidad de construcción de nueva infraestructura de: distribución, transmisión y diferir en lo posible las actualizaciones de la misma [1]. Todos estos costos evitados o aplazados se reflejaran en el precio de la electricidad para toda la cadena de transacción de la energía.

Los beneficios de confiabilidad pueden ser considerados en el mercado a gran escala, ya que hacen partícipes a todos los agentes relacionados con el mercado. Debido a su importancia se han considerados estos beneficios como una categoría sola. Al tener un programa de DR bien diseñado se puede aportar a la reducción de riesgo de apagones, y atado a esto, los consumidores están disminuyendo el riesgo de estar expuestos a cortes de energía forzados e interrupción de actividades. Por otro lado, el operador del sistema tendrá más opciones y recursos para mantener la fiabilidad del sistema, reduciendo así las operaciones forzadas y sus consecuencias [4].

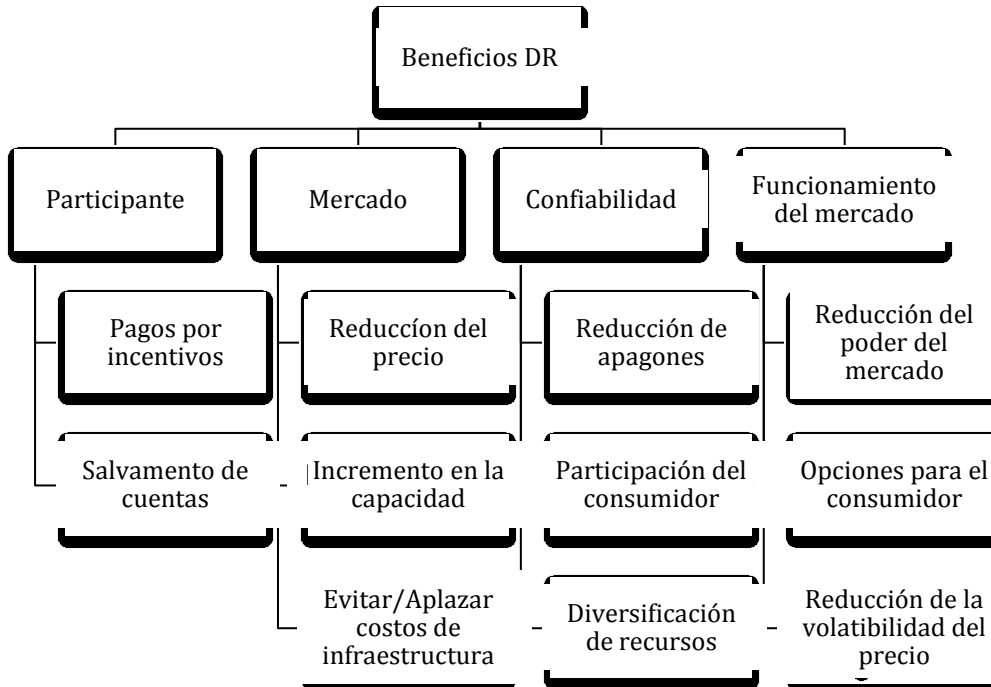


Figura 1.2. Beneficios de los programas de DR.

La última categoría de los beneficios de Respuesta en Demanda es la mejora de la presentación del mercado eléctrico. Los participantes tendrán más opciones en el mercado incluso cuando la competencia minorista no esté disponible. Los usuarios pueden gestionar su consumo ya que tienen la posibilidad de influir en el mercado. En realidad este punto de vista es el principal impulsor del ofrecimiento de programas de Respuesta en Demanda, especialmente para los grandes consumidores [3].

La otra mejora importante del mercado, es la reducción de la volatilidad de los precios. La capacidad de Respuesta en Demanda reduce la capacidad de los principales actores de ejercer poder sobre el mercado [1].

También se puede mencionar que los programas de Respuesta en Demanda pueden acarrear en cierto grado unos beneficios ambientales derivados de los beneficios anteriormente mencionados. El no tener que construir nueva infraestructura puede

convertirse en una mejor utilización de terrenos y también se puede mejorar la calidad del agua, resultado del uso eficiente de los recursos y reducción de uso de esta misma [2].

1.4.2. Costos

Cada programa de DR involucra una diferente clase de costos. La figura 1.3 muestra en resumen una clasificación de los costos de DR, tanto para los propietarios del programa como para los participantes.

Los participantes de los programas deben poder habilitar la tecnología necesaria para la puesta en funcionamiento de los programas, esta tecnología puede ser de aparatos como: termostatos inteligentes, controles de carga, sistema de manejo de energía y unidades de generación distribuida.

También se debe implementar un plan de respuesta o estrategia de modo que pueda aplicarse en cualquier caso o evento. Estos costos iniciales son generalmente pagados por los participantes, sin embargo la asistencia técnica debe ser proporcionada por el propietario del programa [1].

Los costos de funcionamiento de los participantes están relacionados con los acontecimientos. Dependiendo del plan de respuesta, estos costos pueden variar. Unos costos fáciles de cuantificar pueden ser: una pérdida de negocios y una reestructuración de procesos o actividades. El propietario del programa debe hacerse cargo de los costos iniciales del sistema y todo el funcionamiento. La mayoría de los programas de DR implican costos de medición y comunicación, además de los costos iniciales. Los costos de funcionamiento de programas de DR incluyen costos de administración y gestión del programa. Por otra parte, los pagos e incentivos son considerados como parte de los gastos corrientes del IBP [1].

La actualización del sistemas de facturación es necesaria antes que los programas de respuesta en demanda se pongan en marcha, sobre todo para los PBP puesto que funcionan con costos variables de la energía.

Otro componente importante antes de implementar cualquier programa de respuesta en demanda es educar a los clientes sobre los posibles beneficios del programa. Las diferentes opciones de los programas y explicar a los clientes potenciales, como responder con la demanda dependiendo de la estrategias definidas. Un programa exitoso de respuesta en demanda depende en gran medida de la educación del cliente.

La comercialización continua es importante para atraer nuevos participantes. Además una evolución continua de los programas para lograr un mejor enfoque en veras del desarrollo [1, 2].

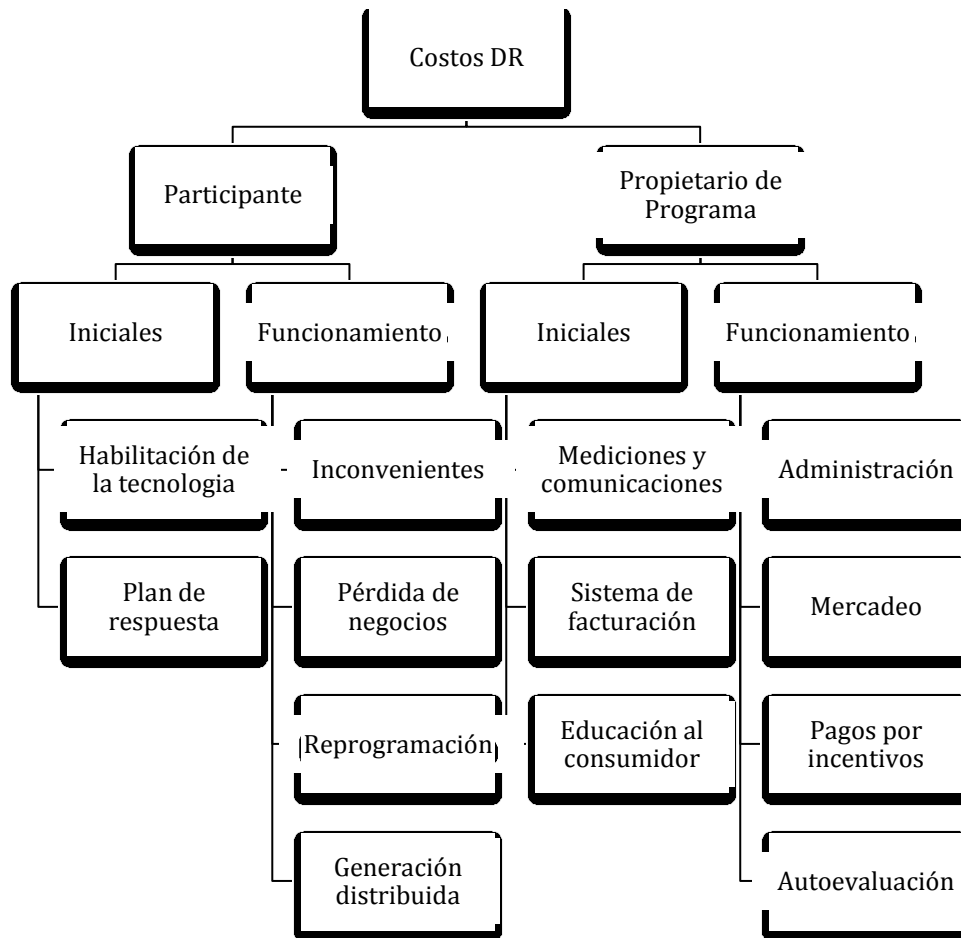


Figura 1.3. Costos de los programas de DR.

1.5. Medición del éxito de los programas de DR

El objetivo final de los programas de Respuesta en Demanda es reducir la demanda pico, para reducir los precios del mercado. La reducción real de la demanda máxima se utiliza como un indicativo de un programa de DR exitoso. Al normalizar este indicativo, se puede lograr una comparación entre diferentes programa de DR propiamente de IBP. La evolución para programas de Respuesta en Demanda PBP se hace mediante el calculo de la elasticidad, esta permite visualizar el comportamiento del modelado de demanda de los usuarios. Su evaluación se da, observando los cambios relativos de disminución de picos en la tipologías de carga [1].

1.6. Experiencias de programas de DR

A continuación se expondrán algunos estudios realizados a partir de la simulación o implementación de programas de Respuesta en Demanda.

Actualmente los programas más utilizados de DR son los basados en incentivos, ya que su puesta en funcionamiento no requiere una observación exhaustiva de la variación de los precios en el mercado mayorista. Su forma de proceder se acerca más a un contrato o acuerdo reglamentado entre usuarios y operadores del sistema. En [5] utilizan el programa demanda por licitación donde resaltan que el uso de este programa es beneficioso para el consumidor como para el operador del sistema, puesto que mejora la eficiencia del mercado y ofrece la capacidad al consumidor de modificar el precio del mercado en las horas pico. En [6] además de utilizar el programa demanda por licitación, utilizan el programa capacidad del mercado, de manera conjunta, planteando 9 escenarios que difieren en el modelo económico de demanda, pago de incentivos, penalidades por incumplimiento y elasticidades. Los resultados de los diferentes escenarios revelan que la respuesta de un usuario esta ligada a su elasticidad, la variación de precios, el pago de incentivos y los valores de penalización.

El programa de IBP de Emergencia estudiado en [7] (utilizado para casos de restauración de sobre carga en las líneas) coincide con [6], en cuanto a que una buena respuesta en demanda depende en alto grado del modelo económico del usuario. Se plantearon 10 escenarios con diferentes pagos de incentivos mientras que no se consideraron las retribuciones por penalización. También se ilustra que una respuesta no solo se enfoca en una disminución de carga en periodos de contingencia o volatilidad de precios, si no que también se presenta en lograr redistribuciones de carga en periodos diferentes a este.

Como se ha hecho alusión en párrafos anteriores los PBP necesitan un análisis mas dedicado para su puesta en funcionamiento, debido a esto, los programas TOU han sido de gran apogeo en la utilización de programas de este tipo ya que facilitan en análisis por la utilización de bloques de tiempo en vez de las 24 horas del día. En la referencia [8] hacen uso de este programa y además lo asocian con el programa de IBP de emergencia. En este estudio parten el día de consumo en tres periodos llamados pico, no pico y bajo consumo. Los resultados presentan una disminución de carga en el periodo pico, un aumento de ella en el periodo de bajo consumo y un comportamiento estable para el periodo no pico, los resultados varían dependiendo de la volatilidad del precio ya que las elasticidades del modelo de demanda permanecieron constantes.

El programa mas eficiente de DR es el denominado Precio en tiempo real, y es el estudio mas complejo de todos. Su formulación abarca todos los aspectos posibles para un óptimo funcionamiento ya que presenta una coordinación inmediata entre los agentes involucrados, y evaluá cada punto del sistema eléctrico estudiado. En [9] se hace un estudio acerca de este programa donde se propone un método probabilístico para la fijación de precios utilizando el programa de DR mencionado. Demuestran que la aplicación de este método mejora los índices de reducción de precios principalmente en las horas pico.

Hablando ya en términos financieros, La NYISO en el 2003, pagó mas de 7 millones de dólares en incentivos a mas 14.000 participantes para reducir el consumo de energía en las horas pico del verano. Esta práctica arrojó beneficios contables de mas 50 millones de dólares [1].

En california en el 2001, la ISO implemento un programa de DR donde pagaba US\$20/kW- mes, de la carga pactada para desconexión, en modo de espera y US\$500

por cada megavatio desconectado a la hora de activación del programa. Solo fue puesto en funcionamiento una vez y se deshabilito por intereses políticos de otras firmas, pero en su actuación logro una desconexión de alivio 162 MW [10].

La corporación de energía de Chicago, hizo un experimento usando RTP para consumidores residenciales. En el primer año del programa, 750 clientes se inscribieron. De estos, 100 están en un grupo de control. El precio máximo fue de 12.39 centavos de dólar por kWh, frente a un precio de 38.11 centavos de dólar por kWh durante los años de crisis de 2000-02. La siguiente figura muestra como la reducción de demanda abarató los precios del mercado, a la noticia de un precio alto [10].

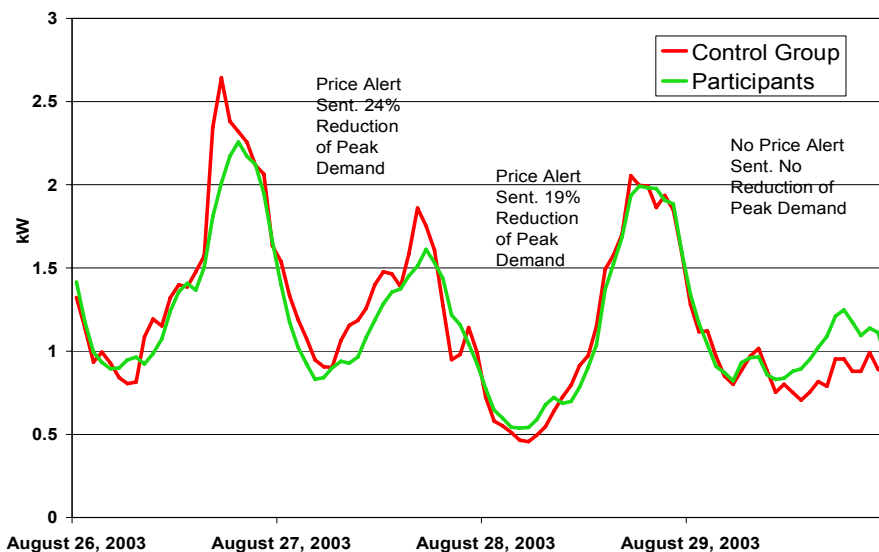


Figura 1.4. Impacto de RTP en consumidores residenciales de Chicago. Tomada de [10].

1.7. Respuesta en Demanda en Colombia

La Respuesta en Demanda en Colombia apareció a partir de la Resolución de la CREG063 del 2010. Antes de eso no se tenía presente ninguna medida de estas características para enfrentarse al problema de reducción de precio en horas de precios elevados y en momentos de contingencia que puedan poner en riesgo la confiabilidad del sistema. El único mecanismo de respuesta mas intuitivo que determinístico, se presentaba y se presenta aún por efectos de iliquidez económica por parte de los usuarios que se refleja en el paro temporal de actividades industriales o en el cierre de las mismas.

1.7.1. Anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV)

Es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento [11].

Su finalidad es migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación energético en Colombia y que, adicionalmente, permita asegurar que los recursos de generación no solo estén disponibles para abastecer la demanda de escases, sino que este abastecimiento se produzca a un precio diferente [11].

El DDV es una de las presentaciones de este esquema que pretende asegurar la confiabilidad del suministro de energía a largo plazo con precios eficientes.

En Conclusión la DDV es un mecanismo de DR que a diferencia de los mencionados anteriormente, no se fija principalmente en las variaciones de precio como punto de partida si no en la confiabilidad del sistema como principal objeto de activación.

1.7.2. Observaciones acerca de DDV

La participación en el anillo de seguridad del Cargo con confiabilidad DDV se remunerará de manera mensual basada en cálculos de la demanda desconectable ofertada (para mas información referirse a [12]).

En ninguna parte de la Resolución CREG063-2010, hacen mención al tema de Respuesta en Demanda, pero su filosofía se asemeja bastante al programa de DR basado en Incentivos llamado Demanda por Licitación, el mecanismo planteado por la Resolución tiene características similares al modelo operativo de este programa.

2. Fundamentos Microeconómicos y Modelos de Demanda para DR

2.1. Introducción

En este capítulo se introducirán los conceptos provenientes de la microeconomía como lo es el modelamiento de la demanda, asimismo se hará una pequeña exposición acerca del funcionamiento del mercado, todo esto con el fin de estructurar las bases y ampliar el panorama sobre el modelado de la demanda y el cálculo de la elasticidad, y así, ayudar a un mejor entendimiento y comprensión del estudio realizado.

También, mostrar los distintos tipos de modelos usados por parte de consumidores de electricidad en transacciones económicas de los mercados competitivos, llevando a colación, el análisis de respuesta en demanda y cálculo de elasticidades para cada uno de los modelos presentados.

2.2. Conceptos básicos de economía.

2.2.1. Modelo de demanda.

Los modelos de demanda representan los precios que se están dispuestos a pagar, por un número determinado de bienes, para nuestro caso energía eléctrica. Normalmente, para un mayor consumo se espera una reducción del precio, se esperaría una reducción del precio del kW/h de electricidad consumida. Esto también está anclado a distintos tipos de necesidad y a la calidad del producto, estos factores aportan de igual manera a la concepción de un modelo de demanda individual [13]. Este concepto traído de la teoría microeconómica funciona perfectamente en los mercados mayoristas de la mayoría de productos o servicios, sin embargo, el comportamiento del consumo de energía actual, no se rige al pie de la letra por este concepto dado que en la mayoría de los casos existe una necesidad de uso continuo de la electricidad sin importar su costo.

La figura 2.1, presenta un modelo básico de demanda, el cual indica la reducción del precio unitario a medida de que el consumo aumenta. Este comportamiento es el deseado para la implementación de un programa de DR que permita recrear la respuesta de los consumidores a una señal de precios. Esta figura es discreta porque solo se presenta para un individuo. Cuando se incluyen todas las demandas, esta curva se suaviza hasta obtener la figura 2.2.

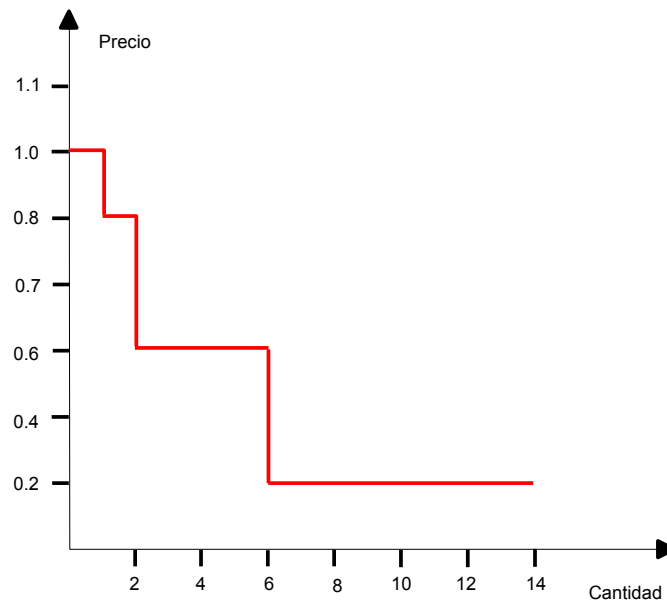


Figura 2.1. Modelo básico de demanda.

2.2.2. Funciones inversas de demanda

La relación típica entre el precio de un bien y la demanda de un bien para un consumidor se llama: curva inversa de demanda, Figura 2.2.

$$\rho = F^{-1}(D) \quad (2.1)$$

Donde:

ρ Precio
 $F^{-1}(D)$ Función inversa de demanda

Si despejamos la demanda, se tendrá la función de demanda para este bien:

$$D = F(\rho) \quad (2.2)$$

Donde:

D Demanda
 $F(\rho)$ Función del precio

Para la mayoría de los bienes, no para todos, las gráficas presentan pendientes negativas, esto es una importante interpretación económica. Para un nivel determinado de consumo esta pendiente mide la cantidad de dinero a pagar por una unidad adicional de algún bien, en conclusión: de la curva de demanda se obtiene el valor marginal que los consumidores le otorgan a la mercancía. La típica forma descendente de la curva, indica que los consumidores suelen estar dispuestos a pagar más, por cantidades adicionales de un producto, por solo un pequeño monto de precio del producto. Su disposición marginal a pagar por este producto disminuye a medida que aumenta su consumo [13].

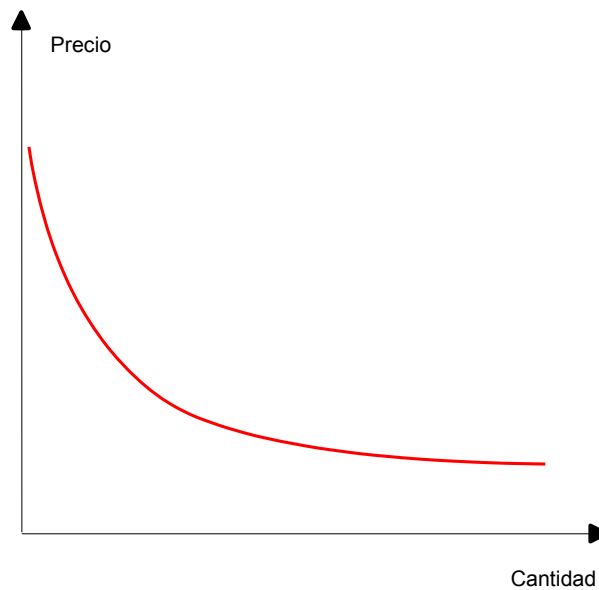


Figura 2.2. Función inversa de demanda.

2.2.3. Elasticidad de la demanda

El incremento de el precio, para un bien o servicio por pequeño que sea, siempre llevará a un decremento de la demanda, esta relación se hace visible derivando la función de modelo de demanda respecto al precio y se define como, la relación entre el cambio relativo de la demanda y el cambio relativo de los precios [14, 15]:

$$\varepsilon = \frac{dD/D}{d\rho/\rho} \quad (2.3)$$

Donde:

ε Elasticidad de la demanda

La demanda de un bien se dice que es elástica si: dado un cambio porcentual en el precio del producto produce un gran cambio porcentual en la demanda. Por otro lado si el cambio porcentual en la demanda es pequeño se dice que la demanda es inelástica. Finalmente, si la elasticidad toma un valor de -1, se dice que la elasticidad de la demanda es unitaria.

La elasticidad de la demanda depende en gran parte de la posibilidad de que haya un elemento sustituto al producto inicial, por ejemplo, la elasticidad del café podría ser mas pequeña si los consumidores no tuvieran opción de tomar te. Cuando se discute acerca de la elasticidad y sustitutos, se tiene que ser claro acerca de los plazos de estos. Supongamos el caso donde la calefacción eléctrica se haya generalizado en una región. En corto plazo la elasticidad de la demanda de energía eléctrica es baja porque los consumidores no tienen opción si desean mantener el calor. A largo plazo, la elasticidad puede ser alta ya que existe la posibilidad de instalar calefacción a gas [13].

Este concepto de elasticidad con sustitutos puede ser cuantificado bajo la definición de elasticidad cruzada entre la demanda bien i y el precio de un bien sustituto j [13, 16] :

$$\varepsilon_{i,j} = \frac{dD_i / D_i}{d\rho_j / \rho_j} \quad (2.4)$$

La elasticidad de un bien demandado sobre su propio precio siempre será negativa (elasticidad propia), la elasticidad cruzada para productos sustitutos será positiva, por que el aumento en el precio de uno, estimulara la demanda del otro. Si dos productos son complementarios, el cambio en la demanda de uno, irá acompañado por un cambio similar en la demanda de otro. Los calentadores eléctricos y la energía eléctrica son complementarios y la elasticidad cruzada entre ambas será negativa [13].

2.2.4. Mercados

2.2.4.1. Equilibrio entre oferta y demanda

Se supone que todos los participantes (productores y consumidores) toman los precios como dados. Si esta suposición es cierta, se dice que el mercado es perfectamente competitivo. Este supuesto no es cierto para los mercados de electricidad, ya que en estos mercados algunos de sus participantes pueden influir en el precio a través de sus acciones [13].

El punto de equilibrio del mercado sucede, cuando el precio de la cantidad ofertada es igual al precio de la cantidad demandada [17]. En el caso eléctrico esto no sucede por que existen unas pérdidas de las líneas de transmisión, que impiden que se alcance este punto. Igualmente, el objetivo es estar lo mas cerca posible del punto de equilibrio, para llegar a él, se debe tener pleno conocimiento del modelo de demanda de los usuarios.

Actualmente en la mayoría de los casos, estos modelos son inelásticos en el mercado eléctrico, llevando a la consideración de un despacho económico con demanda constante.

Con la implementación de programas de DR, este concepto se modificaría y se tendría que considerar un modelo que se ajuste a las posibles variaciones en la demanda a razón de los precios del mercado y de otros agentes influyentes.

Esta acción combinada de todos los proveedores y de todos los consumidores, son los que determinarían el nuevo precio de la energía.

2.2.4.2. Tipos de mercados.

Se discutirá como funciona un mercado, principalmente el mercado mayorista, ya que las transacciones de la energía eléctrica se hacen por este medio.

Además de la necesidad de ponerse de acuerdo sobre la calidad, cantidad y precio de los bienes, existen tres asuntos importantes cuando un comprador y un vendedor organizan un comercio [13]:

- Fecha de entrega de los bienes.
- Forma de pago.
- Alguna condición que pueda ser atribuida a esta operación.

Dependiendo del tipo de contrato que los vendedores y compradores pacten, será el tipo de mercado en el cual participarán.

2.2.4.3. Mercado mayorista

En el mercado mayorista, el vendedor entrega la mercancía e inmediatamente los compradores pagan por ella al mercado. Ninguna de las partes puede retirarse del acuerdo. El mercado inspecciona los productos y le manifiesta al vendedor cómo el comprador desea el producto, de esta manera el comprador entra a jugar su rol y completa la transacción.

El mercado mayorista tiene la ventaja de la inmediatez. Como productor, puede vender exactamente la cantidad que tiene disponible, como consumidor, puede comprar exactamente la cantidad que necesite. Desafortunadamente los precios en el mercado mayorista tienden a cambiar rápidamente [13]. Un aumento repentino en la demanda o caída en la producción correspondería a un aumento del precio debido a que el stock de la mercancía para entrega inmediata puede ser limitada. Del mismo modo, un exceso de producción, también afecta los precios del producto.

Los cambios del precio en bolsa son realmente impredecibles, puesto que si lo fueran, los participantes del mercado los anticiparían, esto atraería grandes complicaciones al modelo del mercado.

Las variaciones grandes y las variaciones impredecibles del precio de un bien, dificulta la vida de los proveedores y los consumidores, ambos se están enfrentando a una variedad de riesgos. Condiciones climáticas extremas, condiciones ambientales, pueden arruinar una producción.

2.2.4.4. Mercado mayorista en Colombia

El mercado mayorista Colombia es un mercado competitivo en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados. El ente regulador CREG, establece las reglas aplicables a este mercado.

El mercado mayorista colombiano se divide en dos segmentos, mercado de contratos bilaterales, llamados mercados a largo plazo donde los participantes de este mecanismo pueden hacer transacciones entre generadores, comercializadores y usuarios no regulados. El otro segmento se hace por medio de la bolsa de energía o mercados a corto plazo, este es un mercado para las 24 horas del día siguiente con obligación de participación de todos los generadores registrados en el mercado con reglas explícitas de cotización y en que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo [18].

2.3. Modelos de demanda para propósitos de Respuesta en Demanda

La importancia de modelar la demanda se debe a que los consumidores deben tener un patrón que les pueda indicar como comportarse frente a los precios de la energía eléctrica y evaluar su capacidad de disminución de demanda.

2.3.1. Caso inelástico

El modelo inelástico presentado en la figura 2.3, es el modelo usual presentado por parte de todos los consumidores, inicialmente no hace parte del uso en programas de respuesta en Demanda, ya que no presenta variaciones de tipo “precio vs demanda”, es decir: el consumidor no responde a las señales de precios y por consiguiente no tiene la habilidad para cambiar sus operaciones de consumo bajo ninguna circunstancia. Un ejemplo práctico puede ser reflejado en el consumo de energía para la iluminación domiciliaria, donde si el consumidor tiene la necesidad de encender un foco de luz, nunca pensará en que tan costosa le pueda ser la utilización de este elemento, la necesidad de tener luz, y continuar en su vida diaria, se convierte en razón de peso a diferencia de cualquier pronóstico que pudiese dar el mercado.

Sin embargo, este modelo dada su característica de inelástico, ($E=0$) podría llevar a pensar que el consumidor pagaría por la energía cualquier cantidad de precio. Como se ilustra en la primera función de la figura 2.5, los consumidores acotan su capacidad de

compra a un valor que se denomina “precio máximo”, de este punto, el consumidor prefiere no comprar energía y parar sus actividades de consumo [19]. Partiendo de este hecho, ya el modelo presenta un cambio de actividades a partir de las señales de los precios del mercado y entra a jugar parte de los modelos utilizados para programas de respuesta en Demanda.

2.3.2. Modelo lineal.

Este modelo a diferencia del inelástico (figura 2.4.), presenta una elasticidad que se refleja como la pendiente de la curva del modelo de demanda. De manera análoga esta elasticidad representa el precio a pagar dependiendo de la cantidad energía demandada. El consumidor empezaría a disminuir el precio de compra de energía, mientras mas alta sea la demanda de manera lineal.

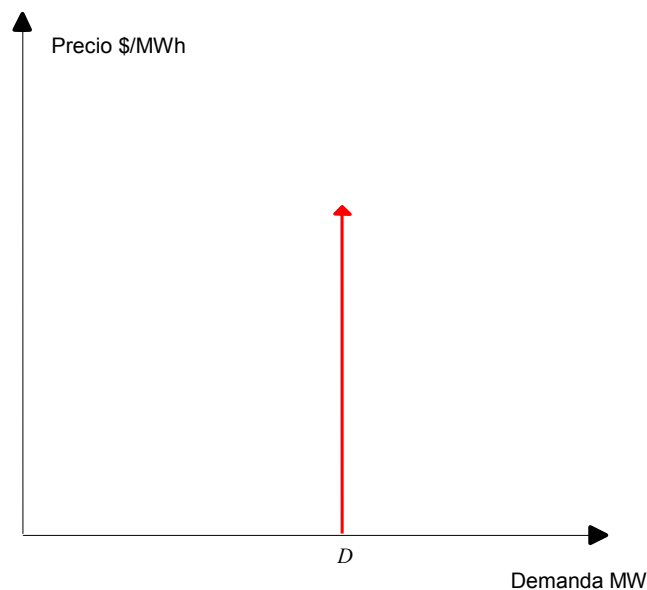


Figura 2.3. Modelo de demanda. Caso inelástico.

En intervalos pequeños, el modelo representa muy bien los comportamientos de los precios vs la demanda. Para intervalos grandes, el modelo presenta conflictos por la cantidad de fluctuaciones que podría tener una tipología de carga, corriendo el riesgo de una pérdida de información, llevando a un alejamiento de un comportamiento real [1, 20].

Como se ilustra en la figura 2.4. Los valores de referencia son basados en el precio máximo dispuesto a pagar y la demanda máxima requerida, para el funcionamiento de las cargas. Con estos valores de referencia se procede al cálculo de la elasticidad, esta se halla derivando la función del modelo de demanda y en últimas, la elasticidad para este modelo, es la relación de la demanda máxima sobre el precio máximo, como se ilustra a continuación [20]:

$$\varepsilon = \frac{D_{Max}}{\rho_{Max}} \quad (2.5)$$

Donde:

D_{Max} Cantidad máxima de energía demanda por un usuario

ρ_{Max} Precio máximo a pagar por una cantidad de energía para un usuario

de lo anterior, la función que modela el comportamiento lineal de la demanda es:

$$D = D_{Max} - \rho(D_{Max} / \rho_{Max}) \quad (2.6)$$

donde la función inversa de demanda:

$$\rho = \rho_{Max} - KD = F(D) \quad (2.7)$$

Siendo K , el inverso de la elasticidad.

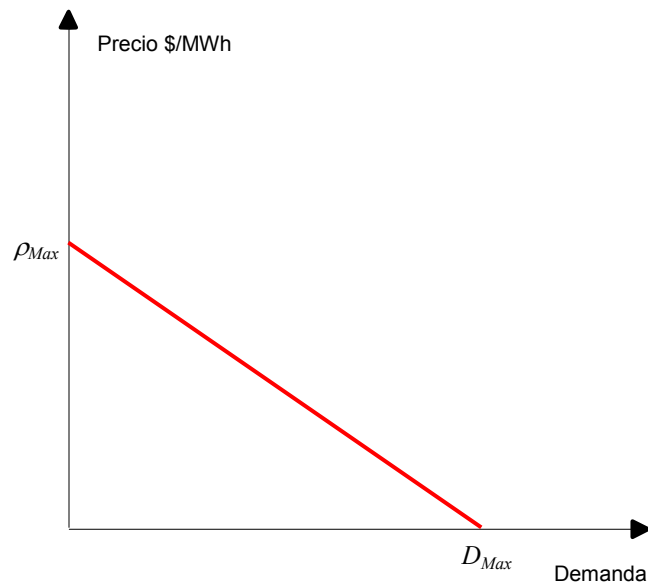


Figura 2.4. Modelo de demanda lineal.

2.3.3. Modelo dual inelástico-elástico lineal.

Muchos de los modelos de carga, pueden presentar combinaciones de diferentes modelos de demanda como se muestra en la figura 2.5. Este modelo se forma con una parte inelástica acotada por un valor de precio máximo y una parte elástica lineal, para demandas superiores a la modelada inelásticamente [19].

Así, la función inversa de demanda que modela este comportamiento es:

$$\rho = \begin{cases} \rho_{Max} & \text{si } 0 \leq P \leq P_{Max1} \\ \rho_{Max} - KP_{Max2} & \text{si } P_{Max1} \leq P \leq P_{Max2} \end{cases} \quad (2.8)$$

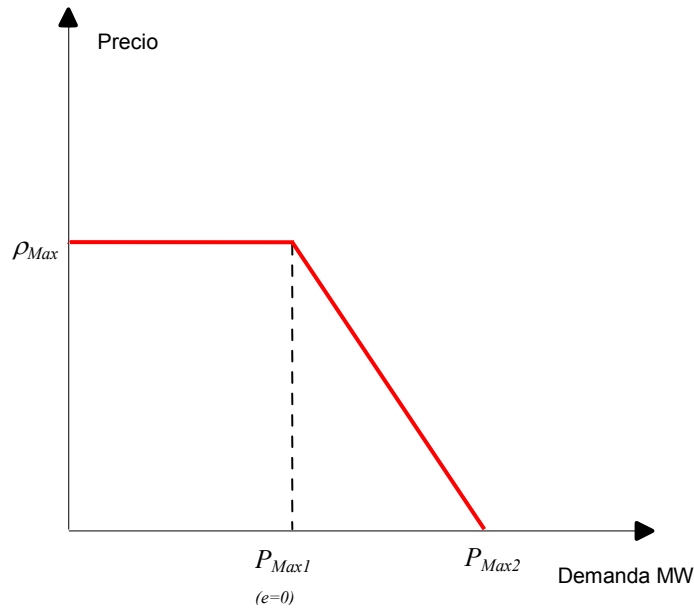


Figura 2.5. Modelo de demanda inelástico-elástico lineal.

2.3.4. Modelo exponencial.

Es el modelo mas utilizado por los sectores de mas consumo (industrial), ya que refleja mejor el comportamiento de la compra de energía eléctrica basado en la señales de precios del mercado.

Existen varias formas de construir los modelos de demanda de forma exponencial pero de forma generalizada se utiliza [21]:

$$P = a\rho^\varepsilon \quad (2.9)$$

Donde:

P Potencia demandada
 ρ Precio
 ε Elasticidad
 a Parámetro de ajuste

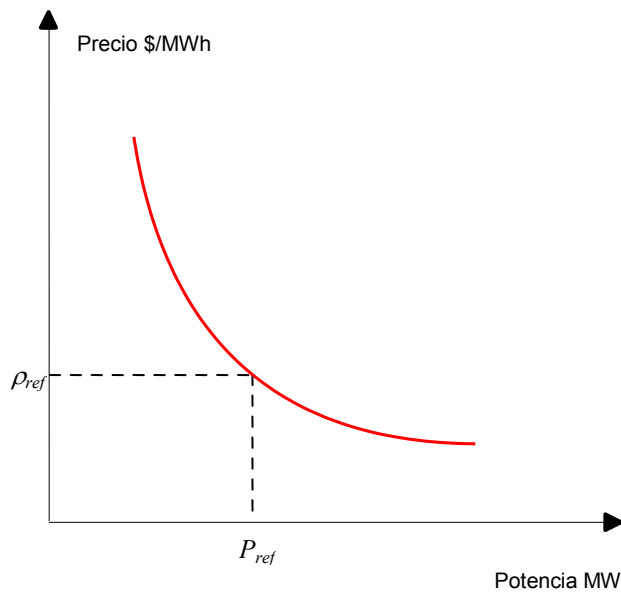


Figura 2.6. Modelo de demanda exponencial.

Para la construcción del modelo exponencial, primero se debe tener presente los valores de referencia, que pueden ser los valores típicos de demanda de energía y precio de la misma, bajo operaciones normales.

Primero, los valores de elasticidad se varían dependiendo del método utilizado, el sector de consumos y si es a largo o corto plazo, propiamente estos cálculos se hacen a partir de métodos provenientes de la lógica difusa [21].

2.3.5. Matriz de elasticidad propia y cruzada.

Este modelo describe el comportamiento de los consumidores por medio de una matriz llamada “Matriz de elasticidad propia y elasticidad cruzada”. Esta propuesta permite no

solo disminuir carga dependiendo de la volatilidad de precios sino que también facilita la detección de momentos donde es mas favorable aumentar la carga basados en una señal de precios baja.

Debido a los extenso del tema, se desarrollara mas ampliamente en el capitulo siguiente.

3. Matriz de elasticidad propia y cruzada.

3.1. Introducción.

Como se mencionó en el capítulo anterior, la elasticidad de la demanda mide la reacción de los consumidores a las variaciones de los precios. Esta reacción es calculada a partir de la relación de dos porcentajes: la variación porcentual de una cantidad demandada, dividida entre la variación porcentual de los precios (Véase ecuación (2.6)).

En este capítulo se mostrará de manera amplia, la definición de la Matriz de elasticidad propia y cruzada, la manera de calcular elasticidades existentes y como adecuarla para que funcione como un modelo de demanda.

3.2. Elasticidad del consumidor

En función de la elasticidad, los consumidores pueden ser elásticos, inelásticos y unitarios. Si un consumidor es inelástico los valores de elasticidad de la demanda con respecto al precio son mayores que 1.00, esto indica que no se presentará una reducción de carga para el efecto de cualquier precio en la bolsa de mercados. También dentro de este marco se puede presentar el comportamiento llamado: relativamente inelástico, este comportamiento presenta incrementos muy pequeños de demanda frente a los cambios de precios y sus valores de elasticidad están entre 0.00 y 1.00. Si un consumidor presenta elasticidades inferiores a 0.00, se dice que tienen comportamientos elásticos. Igualmente que en el caso anterior si se presentan elasticidades entre 0.00 y -1.00 se dice que este comportamiento es relativamente elástico, y si son superiores a -1.00 su comportamiento será muy elástico. Esto indica que el porcentaje de la variación de la demanda es menor que los cambios en los precios de la energía, es decir, los consumidores son sensibles a la variación de los precios y actúan en pro de una reducción de carga. Si la elasticidad del precio es exactamente igual a 1.00 o -1.00 se dice que la elasticidad es neutra, y que los cambios entre demanda y precio son proporcionales [22].

A este concepto de elasticidad se le pueden agregar otras variables tales como la elasticidad de: productos sustitutos, productos complementarios, ingresos etc., Todas estas variables pueden entrar a jugar un papel influyente en el comportamiento de un consumidor.

En general el cálculo de la elasticidad, se asocia a la búsqueda de una función que defina al consumidor no solo por su demanda si no, por medio de una combinación de factores que influyan en su comportamiento [22].

Por ejemplo, para un modelo de consumo de energía eléctrica residencial, en [8] se propone el siguiente modelo:

$$D = A + \varepsilon_1 \rho + \varepsilon_2 \rho_{Gn} + \varepsilon_3 I + \varepsilon_4 C + \varepsilon_5 T + e \quad (3.1)$$

Donde:

D	Demanda media de un consumidor por año, (KW/h)
A	Constante de intercepto del modelo
ρ	Precio medio de la energía eléctrica
ρ_{Gn}	Precio medio de gas natural
I	Ingreso medio familiar
C	Número de cuartos por consumidor
T	Número en grados de la temperatura ambiente
e	Término de error
ε_i	Valor de elasticidad para los diferentes factores

En la definición de la ecuación (3.1), se puede observar que el coeficiente ε_1 , representa la elasticidad propia de demanda de la energía eléctrica. Los siguientes coeficientes de elasticidad se les llama cruzados ya que están indirectamente relacionados con el consumo de energía. El término ε_2 , representa la elasticidad de un bien sustituto, en este caso el gas natural. El término ε_3 , representa la elasticidad dependiendo de los ingresos familiares ; es muy importante en el ámbito residencial sobre todo para cuando se presentan bajos ingresos. ε_4 representa la elasticidad relacionada con el consumo individual del número de personas que habiten en la casa. El término ε_5 esta relacionado con el efecto que relaciona la temperatura sobre el consumo, principalmente por el hecho de la existencia de equipos eléctricos de acondicionamiento de temperatura [22].

Volviendo a la elasticidad de forma cualitativa, podemos decir que la energía eléctrica tiene una elasticidad baja porque todavía no tiene un sustituto directo. Sin embargo, existen excepciones en los sectores residencial e industrial [15].

El norte de este trabajo es identificar una manera de modelar la demanda de forma precisa, partiendo de observaciones de elasticidad para consumidores específicos. Por la no disposición de medidores dedicados, el análisis se hará de manera general para los consumos de las áreas del sistema interconectado nacional Colombiano, así, primero se mostrará una metodología aplicable a cualquier tipología de consumo, y segundo, un análisis de los resultados de la aplicación de la metodología.

De igual manera, se pueden hacer algunas observaciones previas sobre los sectores de consumo, por ejemplo, en el caso residencial, un factor importante en los cambios de consumo es el nivel de ingresos familiares. Cuando disminuye el nivel de ingresos, las familias evitan utilizar ciertos equipos eléctricos, tales como las duchas eléctricas. Esto significa que los costos de la electricidad, cuando se tienen bajos ingresos afectan el presupuesto familiar, lo que da a entender que existen cambios en los hábitos de

consumo en este caso, es decir, la elasticidad en el consumo de electricidad está íntimamente ligado con factores sociales y económicos ajenos al sector eléctrico.

La observación para el caso industrial es similar a la del caso domiciliario a diferencia que no esta relacionado con los ingresos si no, con el costo de la producción. Por ejemplo, para el caso de una industria de aluminio, el consumo de la energía representa el 60% de los costos totales de producción. Cualquier variación en el precio de la energía implica y reordenamiento en el volumen de producción porque afecta directamente el precio del producto. En algunos casos el alza considerable en los precios de la energía implica el cierre total de la industria [22].

Cabe señalar, que la demanda de electricidad se deriva de la necesidad de la persona o empresa de hacer funcionar un equipo electrónico o una máquina eléctrica en específico. Por lo tanto la energía, incluso en el ámbito domiciliario, se puede interpretar como un factor que forma parte de procesos o actividades que producen calidad o bienes.

Los modelos de demanda presentados hasta la fecha asumen un solo valor o un conjunto de valores para cada clase de consumo, los precios o tarifas son valores medios obtenidos para cada período de consumo, desde este precio promedio se puede definir una elasticidad asociada.

El deseo de este estudio es utilizar los conceptos de elasticidades propias y cruzadas haciendo una analogía entre un producto sustituto y una hora cualquiera del día para realizar el consumo

3.3 Matriz de elasticidad propia y cruzada.

En este estudio se pretende obtener la reacción del consumidor a los diferentes precios o tarifas en las diferentes horas del día, porque son importantes para evaluar a los consumidores ante una posible ejecución de programas de DR.

A partir de este momento se define la elasticidad del modelo de demanda como un conjunto de submodelos definidos para bloques de tiempo que pueden ser por extensiones de media hora hasta períodos grandes como lo son los denominados pico y no pico, relacionados con los precios o tarifas de la energía eléctrica para estos mismos. Como modelo explicativo se presentará la definición de la matriz con base en las 24 horas del día [14, 15, 22].

$$\Delta D = E \Delta R \quad (3.3)$$

Donde ΔD Representa el la variación de la carga para un período de 24 horas en función de la variación del precio o tarifa representado por el vector ΔR y E es la matriz de elasticidades para todo las horas de un día. La variación de carga para un determinada

hora i , obtenidos a partir de la reacción del consumidor frente a los cambios de los precios de todas las horas del día puede ser expresada como [14, 15, 22]:

$$\Delta d_i = \sum_{j=1}^{24} \varepsilon_{ij} \Delta r_j \quad (3.4)$$

Los elementos de la matriz E , corresponden a los coeficientes de elasticidad absoluta $\varepsilon_{i,j}$ que pueden ser propios cuando $i = j$, las elasticidades propias se encuentran en la diagonal de la matriz E , y representan las variaciones de los consumidores a los cambios de precios en esa misma hora. Las elasticidades cruzadas son representados por los elementos fuera de la diagonal de la matriz E , y están relacionadas a la reacción del consumidor a las variaciones de precios en horas diferentes. La columna j de la matriz muestra como la variación en el precio de la columna j afecta el comportamiento de todas las horas del día.

Un aumento atípico en los precios induce a los consumidores a reorganizar su demanda sin reducir el consumo total de energía eléctrica en el período de 24 horas. La suma de todos los elementos de una matriz tiende a ser cero. La matriz que cumple esta relación se llama matriz sin pérdida de elasticidad. Por el contrario, si un aumento general en el precio causa una reducción en la demanda en todas la horas, la suma de la columna j tenderá a ser negativa [14, 15, 22].

La figura 3.1 presenta disposiciones de la Matriz de elasticidad propia y cruzada a reacciones de los consumidores para variaciones de precio en cada hora del día. No todos reaccionan de la misma manera, ellos podrían elegir si desean o no desean trasladar carga y entre que rangos lo desean hacer. Las partes señaladas, indican que existe un valor de elasticidad diferente de cero.

El consumidor (A) reacciona en previsión de la producción, es decir solo estaría dispuesto a trasladar carga para horas posteriores de la hora analizada. Mientras que el consumidor (B) adelantaría sus consumos a horas previas de la analizada. El consumidor (C) es flexible, y consiente de que solo puede realizar traslado de carga, para horas cerca de la hora de consumo original, mientras que el consumidor (D) es inflexible, podría reducir carga pero no redistribuirla para alguna hora diferente. El consumidor (E) optimiza su producción y podría tener movimiento de carga para cualquier hora del día [14, 15, 22].

Es importante ver que el estudio de estas elasticidades, podría llevarse de forma independiente, es decir, reducir la demanda de la hora 15 a 16 y reducir solo el precio o tarifa de la hora 15. Sin embargo esta independencia no existe, dado que el objetivo del consumidor es reducir el costo global y no el costo de cada hora [22]. (ecuación 3.4)

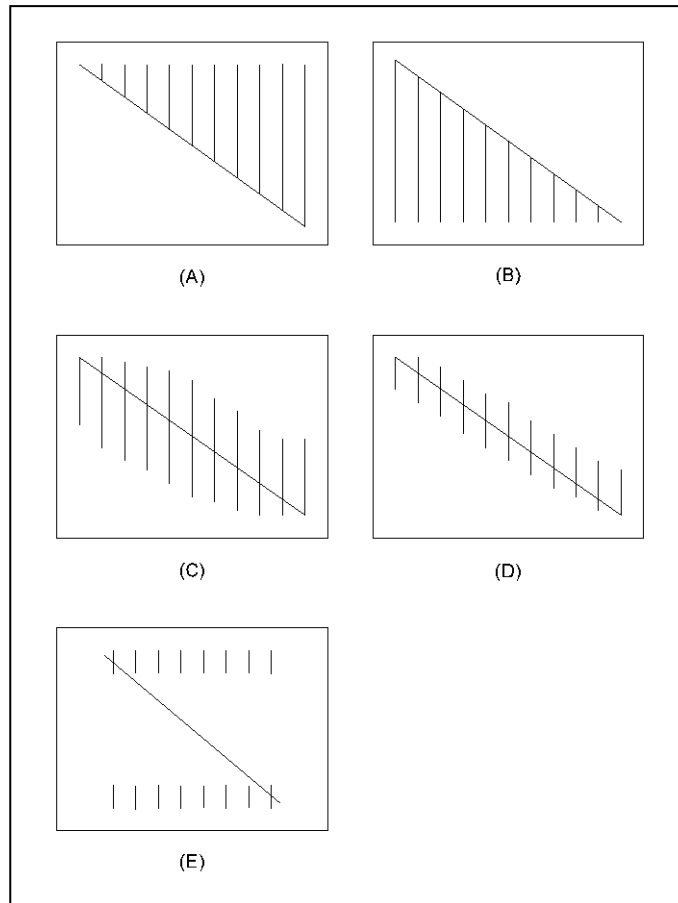


Figura 3.1. Comportamiento de los consumidores a partir de la matriz de elasticidad propia y cruzada. Tomada de [22].

De esta manera la matriz de elasticidad propia y cruzada se podría ajustar para diferentes convenciones de tiempo, como por ejemplo:

- Matriz $E_{24 \times 24}$, para representar la demanda las 24 horas del día
- Matriz $E_{2 \times 2}$, para representar la demanda para dos períodos de consumo
- Matriz $E_{12 \times 12}$, para representar la demanda para los 12 meses del año

El calculo de los elementos de la matriz E , de forma generalizada es:

$$\varepsilon_{i,j} = \frac{\frac{D_i(t+1) - D_i(t)}{D_i(t)}}{\frac{R_j(t+1) - R_j(t)}{R_j(t)}} ; i = j \quad (3.5)$$

$$\varepsilon_{i,j} = \frac{\frac{D_j(t+1) - D_i(t)}{D_i(t)}}{\frac{R_j(t+1) - R_i(t)}{R_i(t)}} ; i \neq j \quad (3.6)$$

donde:

- $\varepsilon_{i,j}$ Elasticidad de la demanda entre dos referencias de tiempo (inicial y final)
- $D_i(t)$ Demanda para la hora i , para la referencia de tiempo inicial
- $D_j(t+1)$ Demanda para la hora j , para la referencia de tiempo final
- $R_i(t)$ Precio o tarifa de la hora i , para la referencia de tiempo inicial
- $R_j(t+1)$ Precio o tarifa de la hora j , para la referencia de tiempo final
- t Referencia de tiempos, estos pueden ser entre días, semanas, años etc.

Con las ecuaciones anteriores, la construcción de la matriz de elasticidad propia y cruzada (E) queda definida de manera general de la siguiente manera:

$$E_{n \times n} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,1} & \varepsilon_{1,2} & \cdots & \varepsilon_{1,n-1} & \varepsilon_{1,n} \\ \varepsilon_{2,1} & \varepsilon_{2,2} & \cdots & \varepsilon_{2,n-1} & \varepsilon_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \varepsilon_{n-1,1} & \varepsilon_{n-1,2} & \cdots & \varepsilon_{n-1,n-1} & \varepsilon_{n-1,n} \\ \varepsilon_{n,1} & \varepsilon_{n,2} & \cdots & \varepsilon_{n,n-1} & \varepsilon_{n,n} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

3.4. Elasticidad relativa

Las Matriz de elasticidad propia y cruzada muestra la reacción del consumidor frente a las variaciones de precios en cada período. Sin embargo las elasticidades relativas son mas importantes al momento de evaluar la tendencia de los consumidores a la modificación de su tipología de carga frente a las señales tarifarias.

Autores piensan que si se logra llevar el objetivo de equilibrar las tarifas de los períodos pico y no pico, crearía un aumento en el potencial en el sistema eléctrico y crearía una sobrecarga en la distribución y capacidad de transmisión. Esta hipótesis es propuesta dado que la relación actual de los consumidores entre períodos pico y no pico muestra una relación de 4 a 1 [15, 22].

De este punto es donde la elasticidad relativa puede proporcionar una información mas precisa sobre el cambio de comportamientos de los consumidores y plantear un mejor diseño a para la base de precios y tarifas [22].

La elasticidad relativa trata de extraer las variaciones relativas entre demandas y precios y de esta manera se obtiene la tendencia conjunta entre incrementos y decrementos de los precios concentrándose exclusivamente en los cambios relativos.

Estas relaciones por practicidad se realizan solamente para dos tipos de precios o tarifas y particularmente para los bloques de tiempo, llamados horas pico y horas no pico [15, 22].

Primero se halla las relaciones entre las tarifas o precios pico y no pico de cada referencia de tiempo, y las relaciones de demanda pico y no pico para las mismas referencias.

$$RR_{POP} = \frac{R_p}{R_{OP}} \quad (3.8)$$

$$RD_{POP} = \frac{D_p}{D_{OP}} \quad (3.9)$$

Donde:

- RR_{POP} Relación de precios o tarifas de las horas pico y no pico
- R_p Precio o tarifa en horas pico
- R_{OP} Precio o tarifa horas no pico
- RD_{POP} Relación de demandas de las horas pico y no pico
- D_p Demanda de las horas pico
- D_{OP} Demanda de las horas no pico

Ya con los resultados de las relaciones anteriores, se utiliza el modelo lineal de demanda para calcular la elasticidad relativa entre dos referencias de tiempo consecutivos:

$$ER = \frac{\frac{RD_{POP}(t+1) - RD_{POP}(t)}{RD_{POP}(t)}}{\frac{RR_{POP}(t+1) - RR_{POP}(t)}{RR_{POP}(t)}} \quad (3.10)$$

La relación de las demandas entre los precios o tarifas de los dos tiempos de uso (pico y no pico) define básicamente el factor de modulación de carga. La preocupación del sector eléctrico es que se incremente su potencial al reducir la diferencia entre las tarifas o precios, esto ocasionaría un desequilibrio en la capacidad del mismo. Esto evidencia que la señal de precio o tarifar no es la única razón para el comportamiento de los consumidores [15].

Por lo tanto las elasticidades relativas cruzadas son mas importantes, porque son ellas quienes definen la modulación a ser observadas. Con ella es posible obtener una relación óptima entre los precios pico y los precios no pico, con el fin de obtener un sistema eléctrico mas eficiente [15, 22].

Este cálculo de elasticidad puede mostrar un gran panorama. En este trabajo se tomaron de referencia dos años consecutivos. Realmente este cálculo puede ser asociado a una referencia de horas, días, semanas o meses consecutivos, dependiendo del estudio que se piense realizar y así mismo se verán reflejados los cambios relativos en cada un de las asignaciones anteriores.

4. Construcción de tipologías de carga

Con el objeto de realizar los cálculos relacionados con las elasticidades de las zonas correspondientes al sistema eléctrico colombiano para el periodo de tiempo 2007-2011, es necesario tener información detallada del comportamiento de la demanda para cada zona, la cual debe describir de manera breve los consumos de energía eléctrica para cada hora del día.

La base de datos debe especificar: año, mes, día, hora, consumo de energía eléctrica por hora y zona. Con esta información se construyeron gráficas, que para efectos de este estudio se denominan tipologías de carga.

4.1 Búsqueda de datos

La búsqueda de la información relacionada con la demanda para cada una de las zonas que componen el sistema eléctrico colombiano se realizó mediante la página web de la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados [18].

Para acceder a la información de la demanda es necesario seguir los siguientes pasos:

1. Ingresar a la página web de la empresa XM compañía de expertos en mercados <http://www.xm.com.co>.
2. Una vez en la página, en la parte superior izquierda buscar el enlace 'Demanda de electricidad'.
3. Después de entrar al enlace 'Demanda de electricidad' ingresar a 'Pronóstico oficial de demanda (Definitivo)'.
4. El siguiente paso consiste en definir el año, el mes y el rango de días de los cuales se quiere conocer la demanda.
5. El paso final consiste en seleccionar los archivos que contiene la información de la demanda de todas las zonas del sistema eléctrico colombiano.

Una vez realizados los pasos anteriores y ubicados en la ventana que se observa en la figura 1, se procede a recopilar los datos de las zonas del sistema eléctrico colombiano para dar inicio a la construcción de la base de datos que se necesita para realizar la tipología de carga.



Crterios de Consulta
Para realizar la consulta,
gestione el formulario a
continuación:

Año: 2008 **Mes:** Enero **Rango de Días:** de 01 a 31

[Consultar](#)

[Bajar Archivos](#)

		Nombre		Tamaño (bytes)		Fecha
		PRON_BARRA0102.txt		207645		1/3/2008 08:44:09 AM <small>Click to sort</small>
		PRON_BARRA0116.txt		208248		1/11/2008 03:43:37 PM
		PRON_BARRA0103.txt		208087		1/3/2008 08:44:14 AM
		PRON_BARRA0104.txt		208127		1/3/2008 08:44:21 AM
		PRON_BARRA0105.txt		207919		1/3/2008 08:44:27 AM
		PRON_BARRA0106.txt		207249		1/3/2008 08:44:33 AM
		PRON_AREAS0107.txt		16612		1/4/2008 02:33:56 PM
		PRON_BARRA0107.txt		207506		1/4/2008 02:34:04 PM
		PRON_SIN0107.txt		927		1/4/2008 02:34:39 PM
		PRON_UCP0107.txt		27876		1/4/2008 02:33:56 PM
		PRON_BARRA0108.txt		208076		1/4/2008 02:34:09 PM
		PRON_BARRA0109.txt		207851		1/4/2008 02:34:16 PM
		PRON_BARRA0110.txt		208072		1/4/2008 02:34:21 PM
		PRON_BARRA0111.txt		208213		1/4/2008 02:34:27 PM
		PRON_BARRA0112.txt		208104		1/4/2008 02:34:33 PM
		PRON_BARRA0113.txt		207380		1/4/2008 02:34:39 PM
		PRON_AREAS0114.txt		16649		1/11/2008 03:43:09 PM
		PRON_BARRA0114.txt		208453		1/11/2008 03:43:19 PM
		PRON_SIN0114.txt		927		1/11/2008 03:44:10 PM
		PRON_UCP0114.txt		27973		1/11/2008 03:43:09 PM

Figura 4.1. Pronóstico oficial de demanda.

Ubicados en la ventana de pronóstico oficial de demanda aparecen archivos que contienen la información de cada zona. El recuadro tiene tres columnas denominadas de la siguiente manera: nombre, tamaño y fecha.

Para el caso particular de las tipologías de carga utilizadas en este trabajo, fue necesario definir la búsqueda mes a mes durante los años establecidos para el estudio, iniciando en enero de 2007 y finalizando en diciembre de 2010 para el área de Antioquia, y en enero

de 2008 y diciembre de 2010 para el resto de las áreas del sistema eléctrico colombiano. Cada búsqueda arroja entre 3 y 5 archivos con la información del pronóstico de la demanda, los cuales se visualizan de la siguiente manera.

AREA - MV/h	HORA	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
AREANTIOQUIA	1	518	528	578	605	592	588	587
AREANTIOQUIA	2	485	502	547	555	561	561	542
AREANTIOQUIA	3	458	494	529	540	547	545	508
AREANTIOQUIA	4	450	511	540	545	557	545	494
AREANTIOQUIA	5	468	570	596	602	616	573	502
AREANTIOQUIA	6	489	661	686	690	701	632	525
AREANTIOQUIA	7	523	756	793	790	783	719	548
AREANTIOQUIA	8	590	823	873	862	855	810	622
AREANTIOQUIA	9	691	911	942	950	951	904	691
AREANTIOQUIA	10	756	962	987	994	995	948	748
AREANTIOQUIA	11	779	987	1012	1021	1027	956	766
AREANTIOQUIA	12	797	1005	1026	1043	1057	955	781
AREANTIOQUIA	13	805	1005	1019	1030	1044	945	784
AREANTIOQUIA	14	770	955	980	987	990	914	783
AREANTIOQUIA	15	708	922	946	951	943	862	722
AREANTIOQUIA	16	680	917	936	940	928	837	680
AREANTIOQUIA	17	677	924	935	954	922	829	665
AREANTIOQUIA	18	705	961	971	979	957	869	700
AREANTIOQUIA	19	955	1163	1215	1229	1176	1091	950
AREANTIOQUIA	20	1016	1148	1240	1229	1194	1133	1012
AREANTIOQUIA	21	969	1105	1118	1127	1122	1093	967
AREANTIOQUIA	22	813	906	943	947	954	894	823
AREANTIOQUIA	23	704	760	791	796	826	767	718
AREANTIOQUIA	24	593	623	649	667	682	670	615

Tabla 4.1. Pronóstico de demanda enero de 2008 área Antioquia.

En la tabla 1 se observa la información de la demanda para Antioquia, de la misma manera se tienen los datos para las diferentes áreas del sistema eléctrico colombiano en las cuales se especifica: área, días de la semana, y demanda para cada hora del día.

Después de tener los datos organizados en Excel y definiendo los días miércoles para el análisis, se realizó el promedio entre los pronósticos de todos los días miércoles del mes de los cuales se obtuvo información, este proceso nos permite concretar de manera definitiva el consumo de los días miércoles del mes correspondiente.

Teniendo en cuenta que la tipología de carga se realizó de manera anual es necesario crear una hoja de Excel que contenga los datos de los promedios de demanda de energía eléctrica del día miércoles de cada mes. Con la información de todo el año recopilada en una misma hoja se realiza el promedio anual de la demanda, este procedimiento se muestra en las tablas 2.a y 2.b, en las cuales se encuentran los promedios de enero a junio y de julio a diciembre, respectivamente.

ABEA - Mwb	HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
		MIÉRCOLES	MIÉRCOLES	MIÉRCOLES	MIÉRCOLES	MIÉRCOLES	MIÉRCOLES
AREANTIOQUIA	1	561	602	585	585	589	575
AREANTIOQUIA	2	537	571	559	558	558	544
AREANTIOQUIA	3	518	558	548	545	546	534
AREANTIOQUIA	4	533	574	563	563	563	546
AREANTIOQUIA	5	601	663	640	649	640	626
AREANTIOQUIA	6	707	816	781	803	800	769
AREANTIOQUIA	7	812	892	857	889	886	859
AREANTIOQUIA	8	880	924	897	919	922	900
AREANTIOQUIA	9	932	967	953	961	971	949
AREANTIOQUIA	10	976	1010	989	999	1001	980
AREANTIOQUIA	11	1008	1036	1022	1038	1043	1016
AREANTIOQUIA	12	1029	1058	1043	1067	1068	1037
AREANTIOQUIA	13	1005	1018	1013	1025	1028	1003
AREANTIOQUIA	14	960	984	970	983	991	971
AREANTIOQUIA	15	933	970	956	965	976	954
AREANTIOQUIA	16	923	968	953	971	974	951
AREANTIOQUIA	17	927	975	961	970	980	959
AREANTIOQUIA	18	950	991	984	1006	997	979
AREANTIOQUIA	19	1186	1193	1206	1227	1240	1207
AREANTIOQUIA	20	1201	1237	1197	1237	1238	1207
AREANTIOQUIA	21	1100	1110	1101	1131	1157	1148
AREANTIOQUIA	22	924	937	907	940	956	931
AREANTIOQUIA	23	774	785	766	791	795	776
AREANTIOQUIA	24	646	660	639	652	661	637

Tabla 4.2.a. Datos mensuales y promedio de demanda año 2008.

ABEA - Mwb	HORA	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio anual
		MIÉRCOLES	MIÉRCOLES	MIÉRCOLES	MIÉRCOLES	MIÉRCOLES	MIÉRCOLES	Miércoles [Mw]
AREANTIOQUIA	1	574	582	574	567	577	587	580
AREANTIOQUIA	2	549	557	550	543	551	549	552
AREANTIOQUIA	3	536	545	539	534	541	531	539
AREANTIOQUIA	4	543	556	552	550	556	544	554
AREANTIOQUIA	5	625	635	634	635	641	610	633
AREANTIOQUIA	6	757	776	790	787	790	730	776
AREANTIOQUIA	7	833	867	879	871	875	817	861
AREANTIOQUIA	8	881	912	914	908	913	878	904
AREANTIOQUIA	9	947	967	964	958	963	934	955
AREANTIOQUIA	10	983	1003	998	991	996	971	991
AREANTIOQUIA	11	1017	1037	1032	1032	1033	996	1026
AREANTIOQUIA	12	1042	1071	1063	1058	1056	1009	1050
AREANTIOQUIA	13	1018	1034	1026	1027	1023	969	1016
AREANTIOQUIA	14	980	993	981	980	980	921	975
AREANTIOQUIA	15	961	975	964	964	969	890	957
AREANTIOQUIA	16	954	971	967	960	965	867	952
AREANTIOQUIA	17	965	977	984	979	984	877	961
AREANTIOQUIA	18	972	992	1009	1018	1026	936	988
AREANTIOQUIA	19	1199	1248	1262	1265	1267	1189	1224
AREANTIOQUIA	20	1204	1233	1232	1240	1261	1187	1223
AREANTIOQUIA	21	1127	1178	1170	1198	1210	1129	1147
AREANTIOQUIA	22	928	945	929	927	934	937	933
AREANTIOQUIA	23	764	788	768	765	769	807	779
AREANTIOQUIA	24	637	647	635	636	639	686	648

Tabla 4.2.b. Datos mensuales y promedio de demanda año 2008.

En la última columna de la tabla 2.b se muestra el promedio total del consumo de cada hora de los días miércoles del año 2008.

$$PromedioAnual2008_i = \frac{\sum_{j=1}^{12} mes_j}{12} \quad \forall i = 1, 2, \dots, 24 \quad (4.1)$$

Donde:

i Hora del día
 j Mes

Teniendo definidos los promedios anuales organizados en una hoja de Excel para cada uno de los años se procede a realizar las graficas de las tipologías de carga para cada zona.

Se eligió trabajar con los días miércoles ya que es un día representativo de demanda en Colombia.

Los cálculos de la elasticidad relativa, matriz de elasticidades propias y cruzadas y curva de precios para las diferentes áreas del sistema eléctrico colombiano que se presentarán en el capítulo 5 parten del análisis de las tipologías de carga.

4.2. Construcción de tipologías de carga

En la siguiente tabla se presenta los promedios de consumo anual de demanda de los días miércoles años 2008, 2009 y 2010 Área Antioquia.

	Promedio año 2008	Promedio año 2009	Promedio año 2010
Hora	Miércoles [Mw]	Miércoles [Mw]	Miércoles [Mw]
1	580	587	598
2	552	558	569
3	539	550	558
4	554	562	571
5	633	642	643
6	776	792	779
7	861	871	859
8	904	921	910
9	955	972	965
10	991	1010	1003
11	1026	1048	1049
12	1050	1077	1075
13	1016	1043	1045
14	975	1002	1008
15	957	988	996
16	952	985	990
17	961	989	993
18	988	1014	1018
19	1224	1246	1223
20	1223	1244	1227
21	1147	1198	1146
22	933	963	935
23	779	806	789
24	648	671	664

Tabla 4.3. Promedio demanda año 2008, 2009 y 2010.

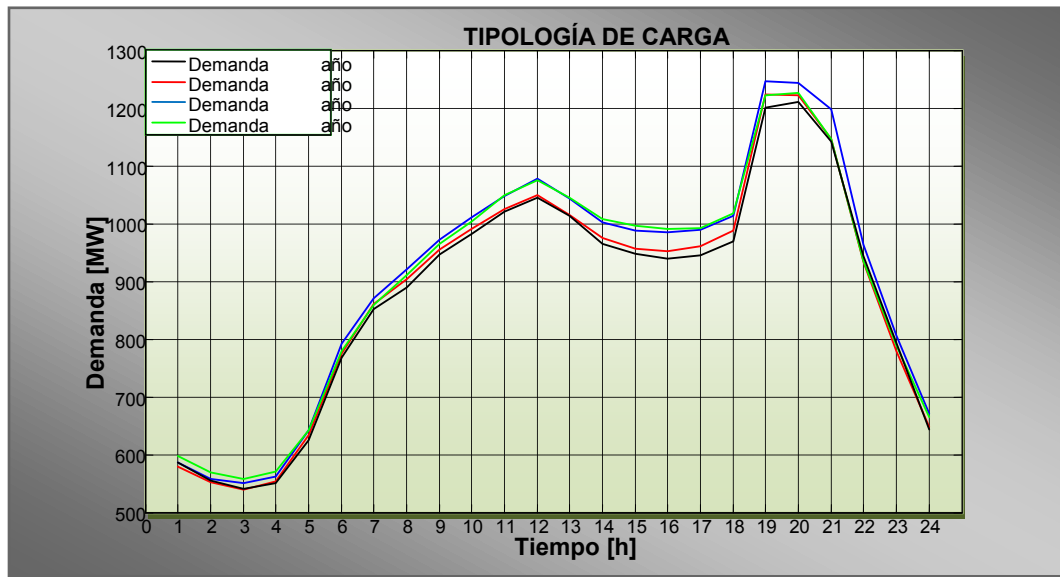


Figura 4.2. Tipología de carga área Antioquia.

El comportamiento que se presenta entre las horas 19-22 se debe a la cantidad de energía consumida por parte del sector residencial, es decir, por el alto número de electrodomésticos que se encuentran encendidos en este transcurso de tiempo, otro periodo de tiempo que vale la pena resaltar es el intervalo de tiempo comprendido entre la 1 y las 4 de la mañana que tiene como característica principal el bajo consumo de carga razón por la cual algunos autores la denominan periodo de bajo consumo .

Las tipologías de carga para las demás áreas del sistema eléctrico colombiano se pueden consultar en los anexos.

5. Análisis de resultados

Los cálculos de la tipología de carga, precios, modelo lineal de demanda, matriz de elasticidad propia y cruzada y elasticidad relativa para el área de Antioquia en el periodo de tiempo 2007, 2008, 2009, 2010 y para el resto de las áreas del sistema eléctrico colombiano en el periodo 2008, 2009 y 2010, se basaron en el análisis de bases de datos previamente elaboradas y organizadas.

La información para realizar estas bases de datos se extrajo de la página de la empresa de expertos en mercados XM y de la base de datos inteligente NEON de XM [23]. La estructura de las bases de datos se realizó de manera que permitiera analizar cada una de las áreas del sistema eléctrico colombiano. Esto se logró planteando un algoritmo utilizando el software matemático MatLab. El algoritmo genera la posibilidad de acceder a las bases de datos creadas en Excel e impone las condiciones de inicio para que el usuario seleccione el área y las condiciones bajo las cuales quiere realizar los cálculos respectivos.

Una vez definidas las condiciones de inicio, el algoritmo permite visualizar de manera clara cada uno de los cálculos ya mencionados y genera gráficos donde se visualiza la tipología de carga, los precios promedio de la energía eléctrica para cada año, la elasticidad relativa y la redistribución de carga basada en la matriz de elasticidades propias y cruzadas.

Teniendo claro de manera general el funcionamiento del algoritmo, se procede a realizar la descripción y el análisis de cada uno de los resultados obtenidos, iniciando con la tipología de carga y finalizando con la redistribución de carga basada en la matriz de elasticidades propias y cruzadas con intención de guardar coherencia con los pasos del algoritmo.

Debido a la similitud entre los resultados de todas las áreas del sistema eléctrico colombiano, se tomo la decisión de analizar el área de Antioquia de manera particular, dado que es una de las áreas que mayor demanda de energía eléctrica tiene y es una de las áreas más representativas del sistema eléctrico colombiano.

5.1. Análisis de tipología de carga

Tomando las tipologías de carga construidas en el capítulo 4, se realizará un análisis de los resultados obtenidos.

Hora	Demanda año 2007 [MW]	Demanda año 2008 [MW]	Demanda año 2009 [MW]	Demanda año 2010 [MW]
1	587	580	587	598
2	554	552	558	569
3	540	539	550	558
4	550	554	562	571
5	624	633	642	643
6	767	776	792	779
7	851	861	871	859
8	889	904	921	910
9	946	955	972	965
10	981	991	1010	1003
11	1021	1026	1048	1049
12	1044	1050	1077	1075
13	1013	1016	1043	1045
14	964	975	1002	1008
15	947	957	988	996
16	939	952	985	990
17	944	961	989	993
18	969	988	1014	1018
19	1200	1224	1246	1223
20	1210	1223	1244	1227
21	1142	1147	1198	1146
22	943	933	963	935
23	793	779	806	789
24	643	648	671	664

Tabla 5.1. Promedios de demanda años 2007, 2008,2009 y 2010.

En la tabla 5.1 se presentan los resultados de los promedios de la demanda del día miércoles de los años 2007, 2008, 2009 y 2010 donde las filas representan la hora y las columnas el año.

A partir de los datos recopilados en la tabla 5.1 se construyó la tipología de carga para el área de Antioquia.

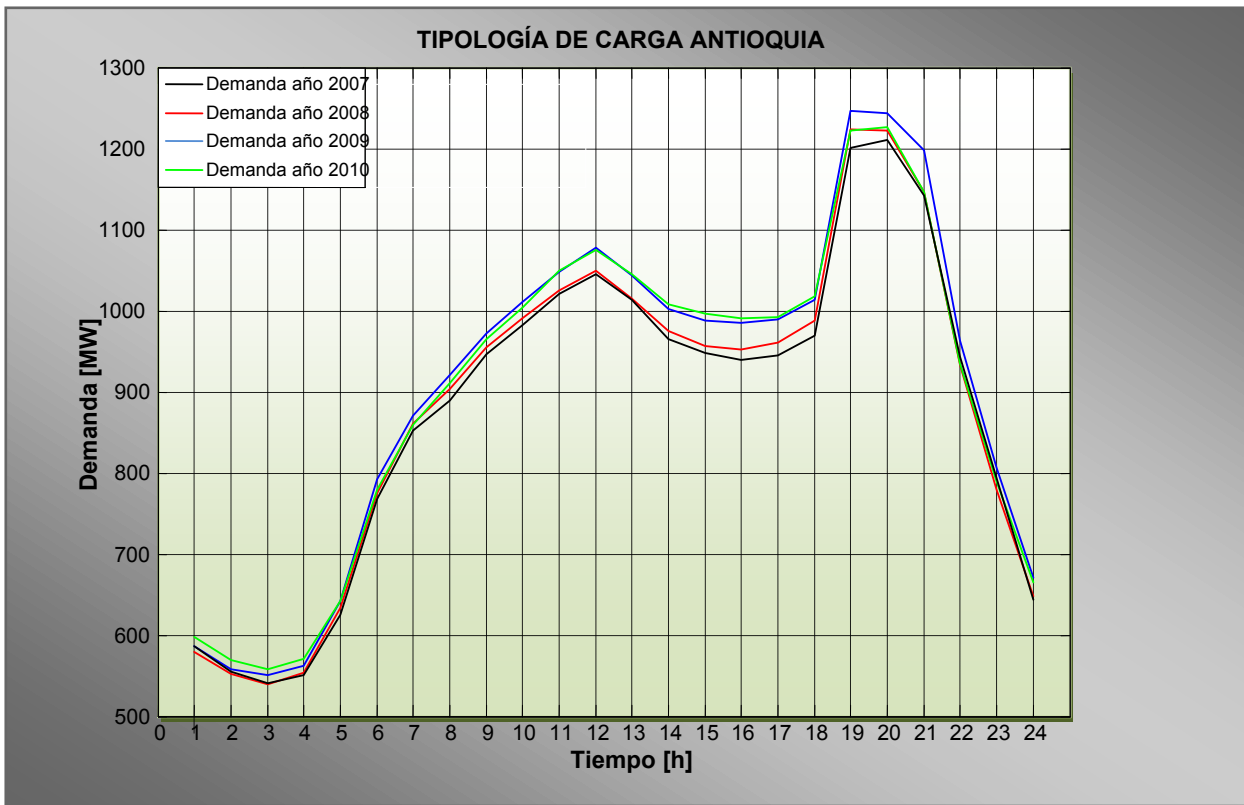


Figura 5.1. Tipología de carga para los años 2007, 2008, 2009 y 2010 área Antioquia.

Las tipologías de carga muestran un aumento de demanda entre las horas 19-21, esta tendencia se asocia al incremento de demanda en el sector residencial debido a que es el instante de tiempo del día en el que más se concentran los consumos.

Se puede observar claramente que para el periodo de tiempo 2007-2009 se presentó un pequeño aumento en la demanda, este aumento se debe al crecimiento vegetativo que presenta el consumo de energía eléctrica, es decir, al aumento que tiene la demanda de manera natural, ya sea por crecimiento poblacional, evolución tecnológica o por crecimiento industrial.

El decremento de demanda que se presenta entre las horas 19-22 para el año 2010 se debe a las condiciones climáticas que se presentaron a finales del año 2009 y primer semestre del 2010 asociadas al fenómeno del niño y a la fuerza que tomó la cogeneración en el sector fabril [24, 25, 26].

5.2. Análisis de precios

Para analizar el comportamiento de los precios del periodo de tiempo 2007, 2008, 2009 y 2010 se construyeron gráficas a partir de información recopilada de la base de datos inteligente NEON de XM [23].

Dado que el análisis y la construcción de la tipología de carga se realizó para el promedio de demanda de los días miércoles de cada año, fue necesario realizar un promedio anual de precios para los días miércoles de la siguiente manera.

- Primero se realizó el promedio mensual de los precios de cada hora en bolsa para los días miércoles.

$$\text{Prom mensual precio}_j = \frac{\sum_{i=1}^m \text{Precio}_{ij}}{m} \text{ para } 1 \leq j \leq 24 \quad (5.1)$$

- Posterior al cálculo anterior se realizó el promedio anual para cada hora de los precios en bolsa para los días miércoles.

$$\text{Prom anual}_j = \frac{\sum_{k=\text{enero}}^{\text{diciembre}} \text{Prom mensual precio}_{kj}}{12} \quad (5.2)$$

Donde:

i Día
m Número de días miércoles del mes
k Mes
j Hora del día

Conociendo como se realizaron los cálculos de los promedios anuales del precio en bolsa de los días miércoles se presenta una tabla con los resultados obtenidos para los años 2007, 2008, 2009 y 2010 para el área Antioquia.

Hora	Promedio precio anual 2007 [">\$]	Promedio precio anual 2008 ["\$]	Promedio precio anual 2009 ["\$]	Promedio precio anual 2010 ["\$]
1	65.71	70.71	126.08	116.46
2	63.64	68.48	121.46	115.34
3	60.72	67.41	119.28	115.22
4	60.72	67.91	119.09	115.23
5	65.48	70.34	122.24	118.42
6	72.98	77.39	132.31	122.43
7	75.17	79.95	134.07	125.80
8	75.64	83.49	136.85	131.19
9	78.60	86.96	144.06	138.53
10	78.71	90.46	145.76	140.33
11	80.46	94.82	148.57	144.13
12	82.37	99.38	150.06	151.57
13	80.43	94.22	148.30	143.74
14	79.82	91.48	147.24	142.12
15	80.75	92.56	148.55	143.81
16	80.78	92.44	147.62	144.80
17	80.51	90.85	148.00	145.52
18	80.51	91.66	147.32	144.57
19	84.57	119.44	163.39	179.74
20	88.62	137.86	173.80	223.84
21	83.35	105.19	160.24	161.20
22	80.47	92.56	147.86	144.31
23	77.30	81.93	137.98	133.24
24	72.80	72.61	129.78	122.69

Tabla 5.2. Promedio de precio en bolsa para los años 2007, 2008, 2009 y 2010 del área Antioquia.

Las filas y las columnas representan las horas del día y cada año respectivamente.

Con la información recopilada en la tabla 5.2 se realizó una gráfica donde se puede observar de manera clara el comportamiento del precio en bolsa para el período de tiempo 2007, 2008, 2009 y 2010.

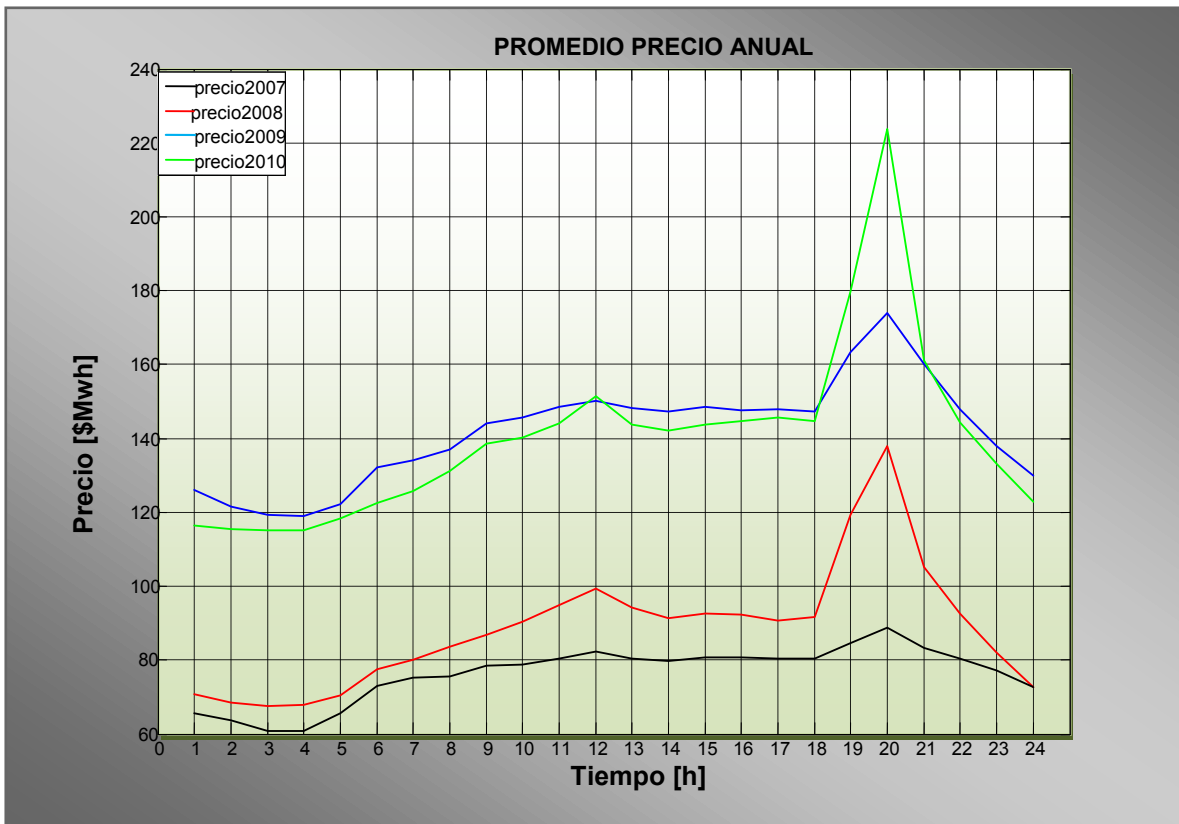


Figura 5.2. Promedio precio en bolsa año 2007, 2008 2009 y 2010 del área Antioquia.

En la figura 5.2 se observa un cambio significativo en los precios del 2009 respecto a los precios del 2008, estos aumentos se deben a las condiciones climáticas que se presentaron en el segundo semestre del 2009 asociadas al fenómeno del niño.

Partiendo de los resultados obtenidos en la figura 5.2 en la cual se puede observar un aumento significativo en los precios entre las horas 19-21 para el periodo de tiempo 2007, 2008, 2009 y 2010, se seleccionó el periodo pico iniciando en la hora 19 y finalizando en la hora 21. Comparando la figura 5.2 con la figura 5.1 es posible relacionar este aumento de precio con el aumento significativo de demanda en estas horas del día. Con el periodo pico ya definido, el periodo no pico sería de la hora 1 a la 18 y de la hora 22 a la 24.

En la figura 5.3 se puede observar el comportamiento de la tipología de carga y de los precios en bolsa de manera paralela para el periodo de tiempo 2007-2010 del área Antioquia

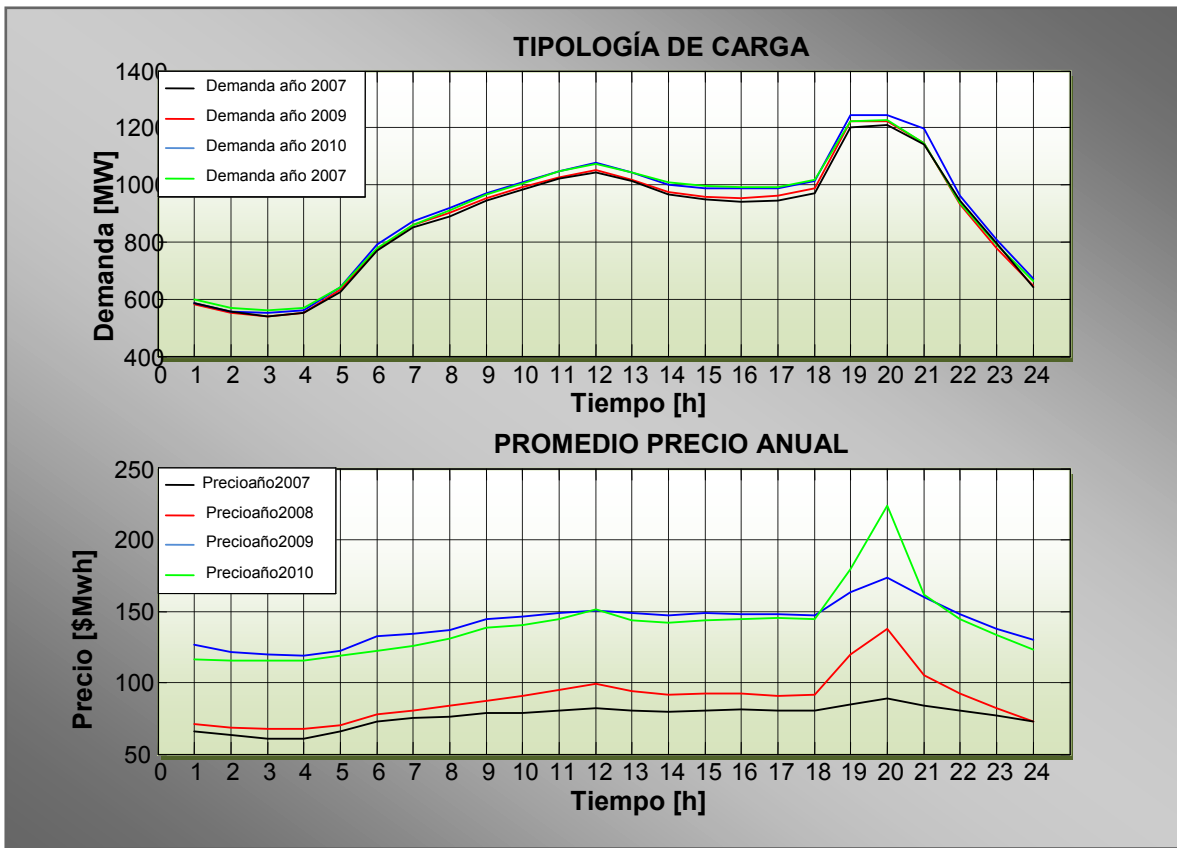


Figura 5.3. Gráfica de tipología de carga y precios del área Antioquia.

En la Figura (5.3) se puede observar como el precio de bolsa aumento considerablemente entre los años 2008-2009, esto sucedió por el efecto del fenómeno del niño que inició en el segundo semestre del 2009 y que finalizó en el segundo semestre del 2010. El impacto de este fenómeno recayó directamente en el alza del precio en bolsa de la energía dado que se redujo el nivel de agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas teniendo como consecuencia el aumento importante de generación térmica para el año 2010 [24, 25, 26].

Una vez definidos los periodos pico y no pico para cada una de las áreas del sistema eléctrico colombiano, se realizaron los cálculos respectivos para la matriz de elasticidades propias y cruzadas y para la elasticidad relativa.

5.3. Cálculo y análisis de la matriz de elasticidades propias y cruzadas.

Los cálculos de las elasticidades propias y cruzadas para el periodo de tiempo 2007-2010 se realizó con base en las tablas 5.2 y 5.1 utilizadas previamente para la tipología de carga y para el promedio de precios, los valores de demanda y precio en los periodos pico y no pico se calcularon de la siguiente manera.

- **Demanda pico:** Se definió como la demanda promedio en el intervalo de tiempo comprendido entre las horas 19-21.

$$\text{Demanda pico}_t = \frac{\sum_{n=19}^{21} \text{Demanda}_{nt}}{3} \quad (5.3)$$

- **Demanda no pico:** Está comprendido entre las horas 1-18 y entre las horas 22-24

$$\text{Demanda no pico}_t = \frac{\sum_{r=1}^{18} \text{Demanda}_{rt} + \sum_{r=22}^{24} \text{Demanda}_{rt}}{21} \quad (5.4)$$

- **Precio pico:** Se definió como el precio promedio en el intervalo de tiempo comprendido entre las horas 19-21.

$$\text{Precio pico}_t = \sum_{n=19}^{21} \text{Precio}_{nt} \quad (5.5)$$

- **Precio no pico:** Está comprendido entre las horas 1-18 y entre las horas 22-24.

$$\text{Precio no pico}_t = \frac{\sum_{r=1}^{18} \text{Precio}_{rt} + \sum_{r=22}^{24} \text{Precio}_{rt}}{21} \quad (5.6)$$

Donde:

t	Año (2007, 2008, 2009 y 2010)
n	Horas que comprenden el periodo pico (19,20 y 21)
r	Horas que comprenden el periodo no pico (1-18 y 22-24)
Demanda_{in}	Demanda del año t en la hora n
Demanda_{rt}	Demanda del año t en la hora r
Precio_{rt}	Precio del año t en la hora r
Precio_{nt}	Precio del año t en la hora n

Área	Periodo	Año	Promedio [MW]	Promedio [\\$]
Antioquia	Pico	2007	1184.70	85.51
Antioquia	Pico	2008	1197.73	120.83
Antioquia	Pico	2009	1229.29	165.81
Antioquia	Pico	2010	1198.59	188.26
Antioquia	No pico	2007	834.30	74.93
Antioquia	No pico	2008	839.48	83.70
Antioquia	No pico	2009	859.67	138.21
Antioquia	No pico	2010	857.90	133.30

Tabla 5.3. Demandas y precios pico y no pico para el periodo de tiempo 2007-2010 del área Antioquia.

Con los valores de las demandas y precios pico y no pico almacenados en tablas de datos, se realizaron los cálculos de cada posición de la matriz de elasticidad propia y cruzada.

- Cálculo de la elasticidad propia área Antioquia: el cálculo de las elasticidades propias se realizó con base en la ecuación (3.5) del capítulo 3.

La posición (1,1) de la matriz de elasticidades propias y cruzadas para el periodo de tiempo 2007-2008 se cálculo de la siguiente manera:

$$E_{PP2007-2008} = \frac{\frac{\text{Demanda pico}_{2008} - \text{Demanda pico}_{2007}}{\text{Demanda pico}_{2007}}}{\frac{\text{Precio pico}_{2008} - \text{Precio pico}_{2007}}{\text{Precio pico}_{2007}}}$$

$$E_{PP2007-2008} = \frac{\frac{1197,73 - 1184,70}{1184,70}}{\frac{120,83 - 85,51}{85,51}} = 0.03$$

El cálculo de la posición (2,2) se realizó de la siguiente manera:

$$E_{OPOP2007-2008} = \frac{\frac{\text{Demanda no pico}_{2008} - \text{Demanda no pico}_{2007}}{\text{Demanda no pico}_{2007}}}{\frac{\text{Precio no pico}_{2008} - \text{Precio no pico}_{2007}}{\text{Precio no pico}_{2007}}}$$

$$E_{OPOP2007-2008} = \frac{\frac{839,48 - 834,30}{834,8}}{\frac{83,70 - 74,93}{74,93}} = 0,05$$

- Cálculo de elasticidades cruzadas área Antioquia: el cálculo de las elasticidades cruzadas se realizó con base en la ecuación (3.6) del capítulo 3.

La posición (1,2) de la matriz de elasticidades propias y cruzadas se realizó de la siguiente manera:

$$E_{POP2007-2008} = \frac{\frac{\text{Demanda pico}_{2008} - \text{Demanda pico}_{2007}}{\text{Demanda pico}_{2007}}}{\frac{\text{Precio no pico}_{2008} - \text{Precio no pico}_{2007}}{\text{Precio no pico}_{2007}}}$$

$$E_{POP2007-2008} = \frac{\frac{1197,73 - 1184,70}{1184,70}}{\frac{83,70 - 74,93}{74,93}}$$

El cálculo de la posición (2,1) de la matriz de elasticidades propias y cruzadas se realizó de la siguiente manera.

$$E_{OPP2007-2008} = \frac{\frac{\text{Demanda no pico}_{2008} - \text{Demanda no pico}_{2007}}{\text{Demanda no pico}_{2007}}}{\frac{\text{Precio pico}_{2008} - \text{Precio pico}_{2007}}{\text{Precio pico}_{2007}}}$$

$$E_{OPP2007-2008} = \frac{\frac{839,48 - 834,30}{834,30}}{\frac{120,83 - 85,51}{85,51}}$$

El procedimiento previo se realizó de forma similar para los periodos de tiempo 2007-2008, 2008-2009 y 2009-2010, los resultados de las matrices para el área de Antioquia se presentan a continuación.

$$E_{2007-2008} = \begin{bmatrix} 0,03 & 0,09 \\ 0,02 & 0,05 \end{bmatrix}$$

$$E_{2008-2009} = \begin{bmatrix} 0,07 & 0,04 \\ 0,06 & 0,04 \end{bmatrix}$$

$$E_{2009-2010} = \begin{bmatrix} -0,18 & 0,70 \\ -0,02 & 0,06 \end{bmatrix}$$

Se decidió trabajar con una matriz de elasticidades propias y cruzadas de tamaño 2x2 debido a que facilita el análisis de resultados e ilustra con mayor claridad el concepto de matriz elasticidades propia y cruzada considerando 2 puntos extremos y característicos de las curvas de demanda. Por otro lado, después de realizar este análisis, se puede hacer extensión a una matriz que considere las 24 horas del día, es decir, una matriz de elasticidades propias y cruzadas de tamaño 24x24.

Las elasticidades propias son los valores más relevantes para este estudio debido a que representan la respuesta de los consumidores frente a los cambios en los precios. Para el caso particular del sistema eléctrico colombiano los valores esperados para las elasticidades propias debe ser $\xi \approx 0$, es decir, el resultado esperado debe confirmar que los usuarios no responden a ningún cambio de precio.

En este análisis las elasticidades cruzadas no proporcionan ninguna información ya que los consumidores nunca tuvieron presente una desconexión o algún traslado de carga, es decir, si la elasticidad propia es cercana a cero no existe la posibilidad de trasladar o desconectar carga convirtiendo la elasticidad cruzada en un dato irrelevante. De esta manera se confirma la inelasticidad del consumidor y la independencia entre los consumos y el aumento de los precios.

El comportamiento anterior se presentó para los periodos de tiempo 2007-2008 y 2008-2009, donde la matriz de elasticidades propias y cruzadas para el periodo de tiempo 2009-2010 mostró un comportamiento diferente.

$$E_{2009-2010} = \begin{bmatrix} \square & \square \\ \square & \boxed{-0,18} \\ \square & \square \\ \square & \square \\ \square & \square \\ \square & \square \end{bmatrix} \begin{matrix} 0,70 \\ \\ \\ \\ \\ \end{matrix}$$

Figura 5.4. Matriz de elasticidades propias y cruzadas para el periodo de tiempo 2009-2010 Área Antioquia.

En la posición (1,1) de la figura (5.4), donde se presenta la elasticidad propia del periodo pico para el área Antioquia en los años 2009-2010 se encontró un valor considerable de elasticidad igual a $-0,18$, el signo negativo indica que los consumos del año 2010 presentaron una disminución con respecto al año 2009, comportamiento que se puede observar en la Figura (5.3). Las razones por las cuales ocurrió esta reducción de consumo de energía eléctrica son ajenas a un comportamiento preconcebido de modelo de respuesta en demanda.

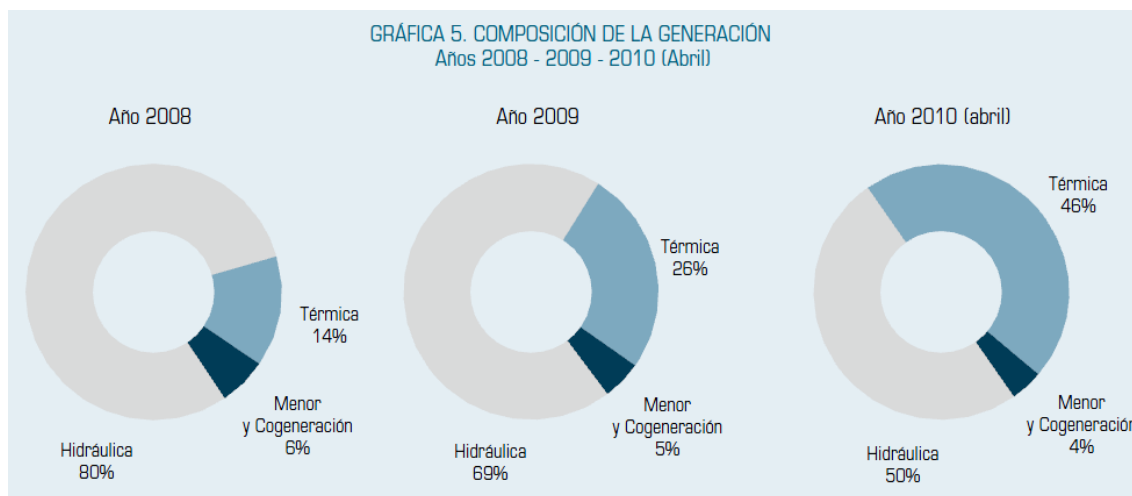


Figura 5.5. Composición de la generación periodo de tiempo 2008-2010, Tomada de [25].

La generación térmica se incrementó en un 87,3%, mientras la generación hidráulica decreció en un 11,0%. La generación de las plantas menores, en su mayoría hidráulicas, también decreció en un 14,0%, mientras la proveniente de los cogeneradores creció en un 125,9%. En el 2010 la composición de la generación cambió notablemente al aumentarse la participación de la generación térmica debido a la intensidad del fenómeno de El Niño [24, 25, 26].

Las condiciones climáticas del segundo semestre del 2009 y el primer semestre del 2010 y el aumento considerable en la generación térmica produjeron un incremento en los

precios, motivando de esta manera la cogeneración, denotando una disminución de carga vista por el sistema eléctrico.

5.4. Cálculo y análisis de elasticidades relativas.

El cálculo de las elasticidades relativas se realizó para el periodo de tiempo 2007-2010 para el área Antioquia.

La elasticidad relativa se realizó a partir de la ecuación (3.12) del capítulo 3.

$$ER = \frac{\frac{RD_{POP}(t+1) - RD_{POP}(t)}{RD_{POP}(t)}}{\frac{RR_{POP}(t+1) - RR_{POP}(t)}{RR_{POP}(t)}} \quad (3.12)$$

$$RR_{POP} = \frac{R_P}{R_{OP}} \quad (3.8)$$

$$RD_{POP} = \frac{D_P}{D_{OP}} \quad (3.9)$$

Reemplazando los valores de demanda y precio que se encuentran en las columnas 4 y 5 de la tabla 5.3 respectivamente en las ecuaciones (3.8) y (3.9) se obtienen los siguientes resultados:

$$\text{Precio relativo}_{2007} = \frac{85,51}{74,93} = 1.14$$

$$\text{Precio relativo}_{2008} = \frac{120,83}{83,70} = 1,44$$

$$\text{Demanda relativa}_{2007} = \frac{1184,73}{834,30} = 1,42$$

$$\text{Demanda relativa}_{2008} = \frac{1197,73}{839,48} = 1,43$$

Las elasticidades relativas para el área Antioquia son:

$$E_{R2007-2008} = \frac{\frac{1,43 - 1,42}{1,42}}{\frac{1,44 - 1,14}{1,14}} = 0,02$$

$$E_{R2008-2009} = -0,01$$

$$E_{R2009-2010} = -0,13$$

La Figura 5.5 muestra las variaciones pico y no pico para dos años consecutivos. La elasticidad relativa para el periodo de tiempo 2007-2008 afirma los resultados obtenidos a partir de la matriz de elasticidades propias y cruzadas.

Se puede observar que los cambios entre la relación pico y no pico del 2008 aumentó aproximadamente 0,02 veces que la relación pico no pico del año 2007.

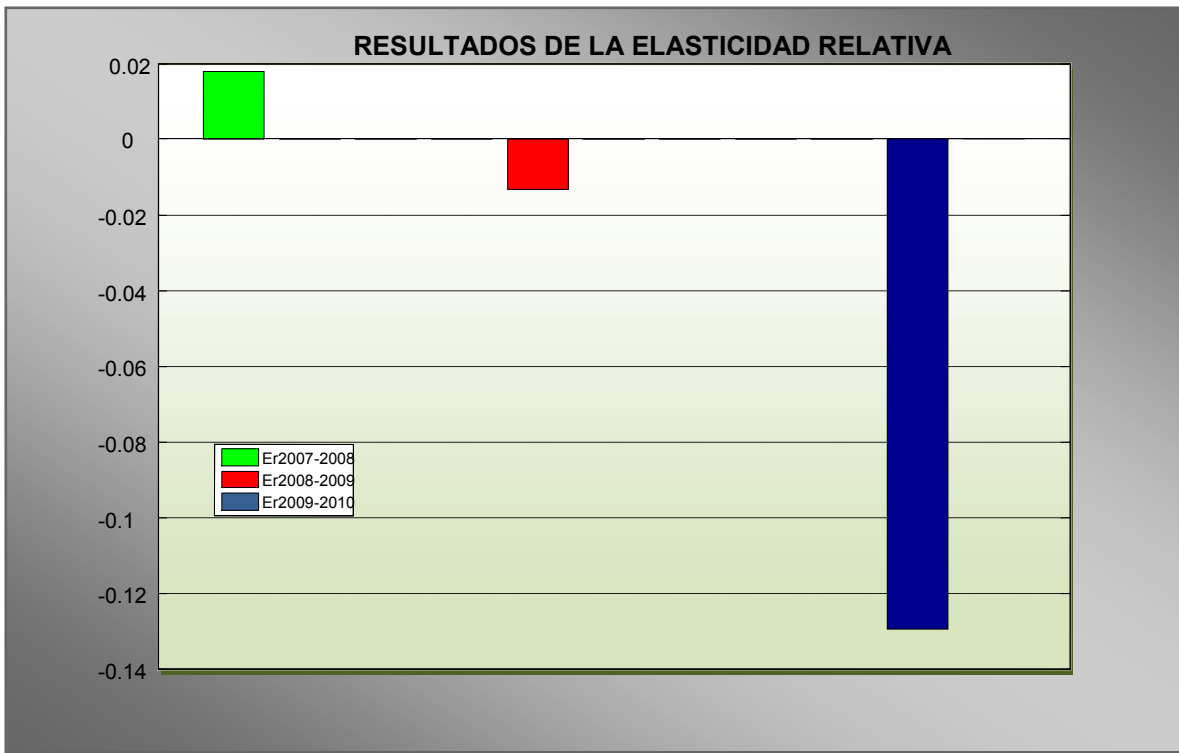


Figura 5.6. Elasticidades relativas 2007-2008, 2008-2009 y 2009-2010.

El resultado de la elasticidad relativa distinta de cero se debe al aumento en el consumo de energía eléctrica por causas de crecimiento poblacional, industrial y por evolución tecnológica.

El comportamiento del área de Antioquia para el periodo de tiempo 2008-2009 presenta características similares al periodo 2007-2008, en el cual los cambios en los consumos no son significativos, afirmando de esta manera que el sistema eléctrico colombiano no reacciona ante variaciones en el precio de la energía eléctrica.

Sin embargo, para el periodo de tiempo 2009-2010 se tiene un valor de elasticidad relativa $E_r = -0,13$, indicando que ocurrieron variaciones considerables en los consumos de energía eléctrica. Estas variaciones en los consumos son totalmente ajenas a un programa de respuesta en demanda pero permiten ejemplificar de manera clara el concepto de elasticidad propia en el cual se realiza una disminución de carga ante un aumento desproporcionado del precio.

Los resultados obtenidos permiten afirmar que bajo las condiciones actuales de operación del sistema eléctrico colombiano no se tiene implementado el concepto de respuesta en demanda.

De manera ilustrativa se asumieron unas elasticidades en el sistema propias de los programas de respuesta en demanda para determinar cómo se redistribuiría la carga a partir de la matriz de elasticidades propias y cruzadas para el área Antioquia con el

propósito de suavizar su tipología de carga. La implementación de respuesta en demanda basada en la matriz de elasticidades propias y cruzadas para todas las áreas del sistema eléctrico colombiano generaría una disminución en el consumo en las horas pico e incentivaría consumos en el periodo no pico teniendo como consecuencia directa la disminución del precio en bolsa.

5.5 Redistribución de carga a partir de la matriz de elasticidades propias y cruzadas

Si se implementaran programas de respuesta en demanda para el sistema eléctrico colombiano las elasticidades serían diferentes de cero permitiendo a los usuarios realizar traslados de carga de una hora a otra dependiendo de las señales en los precios.

Para realizar la redistribución de carga se definió de manera arbitraria una matriz de elasticidades propias y cruzadas de tal manera que permitiera ejemplificar de manera clara el concepto de traslado de carga, este procedimiento se realizó para el área de Antioquia.

Para realizar el traslado de carga de los periodos de consumo en los cuales se presentan los precios más elevados se definió una matriz 24×24 , tomando como periodo de tiempo 1 hora, donde los elementos de la diagonal fueron iguales a -5 y los elementos por fuera de la diagonal fueron $0,2$.

La matriz 24×24 permite realizar traslados de carga de una hora a otra durante un día. Para esto los usuarios deberían estar inscritos en un programa de respuesta en demanda, partiendo del hecho que los usuarios conocen con anterioridad los precios del año 2010 estos podrían definir su consumo horario.

Para realizar el traslado de carga se define el vector ΔD de la siguiente manera.

$$\Delta D = E \Delta R \quad (3.3)$$

Donde:

ΔD Vector 1×24 , indica la cantidad de carga que se puede mover de una hora a otra

E Matriz 24×24 de elasticidades propias y cruzadas

ΔR Variación de precio de un año con respecto a otro

$$\Delta R = \begin{bmatrix} \text{Precio hora}_1 \text{ año}_{2010} - \text{Precio hora}_1 \text{ año}_{2009} \\ \text{Precio hora}_2 \text{ año}_{2010} - \text{Precio hora}_2 \text{ año}_{2009} \\ \vdots \\ \text{Precio hora}_{24} \text{ año}_{2010} - \text{Precio hora}_{24} \text{ año}_{2009} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -9,63 \\ -6,12 \\ -4,05 \\ -3,86 \\ -3,82 \\ -9,87 \\ -8,27 \\ -5,65 \\ -5,53 \\ -5,43 \\ -4,45 \\ 1,51 \\ -4,56 \\ -5,12 \\ -4,74 \\ -2,81 \\ -2,48 \\ -2,74 \\ 16,35 \\ 50,04 \\ 0,95 \\ -3,55 \\ -4,74 \\ -7,09 \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Remplazando los valores en la ecuación (3.3) el vector ΔD queda de la siguiente manera.

$$\Delta D = \begin{bmatrix} 42,92 \\ 24,70 \\ 13,93 \\ 12,95 \\ 12,73 \\ 44,21 \\ 35,87 \\ 22,26 \\ 21,63 \\ 21,09 \\ 15,98 \\ -14,99 \\ 16,59 \\ 19,49 \\ 17,54 \\ 7,50 \\ 5,74 \\ 7,12 \\ -92,17 \\ -267,32 \\ -12,10 \\ 11,33 \\ 17,53 \\ 29,75 \end{bmatrix}$$

El vector ΔD indica la cantidad de carga que se debe desplazar de una hora a otra. Cuando una posición del vector es negativa indica que se debe quitar carga de esta hora y cuando es positiva que es posible trasladar carga a este punto.

Sabiendo cuales posiciones son negativas se desea reducir la demanda en la hora que presenta mayor magnitud debido a que es la posición a la cual se le debe quitar más carga. Note que esta posición indica que a esta hora se presentan precios elevados.

Después para definir la hora de donde se quiere trasladar carga se selecciona la hora que tenga el mayor valor positivo, hora a la que se pretende trasladar la mayor cantidad de demanda, debido a que es la posición a la que más favorece realizar el traslado por presentar precios menores.

El procedimiento anterior se realiza de manera iterativa, teniendo como criterio de parada la Falta de valores positivos y/o negativos del vector ΔD . Para este ejemplo en particular el primer traslado se realiza de la hora 20 (la cual tiene un valor $-267,32$) a la hora 6. Sin embargo a la hora 6 no se pueden llevar los $-267,32$ MW, pues a esta hora es posible trasladar sólo $44,21$ MW.

Después de realizar el traslado de los $44,21$ MW se actualizan las posiciones quedando la hora 20 con un valor ΔD de $-223,11$ y la posición 6 con un valor de ΔD igual a cero, los pasos anteriores se repiten hasta cumplir alguno de los criterios de parada mencionados anteriormente.

Utilizando esta lógica de traslado de demanda la tipología de carga para el área de Antioquia quedaría como se muestra en la Figura (5.6).

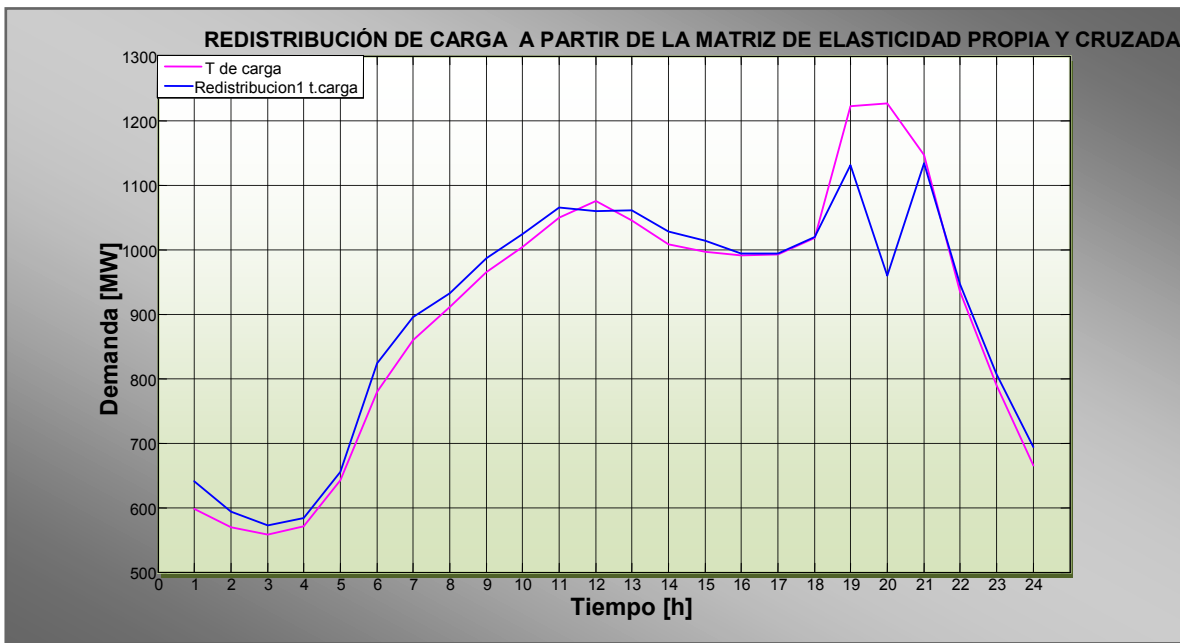


Figura 5.7. Redistribución 1 tipología de carga área Antioquia.

Los picos en la gráfica se deben a que no se puede calcular el nuevo precio del mercado para estas condiciones de demanda y que las elasticidades no se actualizan con respecto a los cambios en el consumo.

Debido a que el comportamiento de la demanda de cada hora del día es diferente, se planteó cambiar algunos valores de elasticidad propia y cruzada con respecto a la planteada anteriormente que consideraba todas las elasticidades propias y cruzadas de igual valor.

Estas elasticidades también se cambiaron de forma arbitraria de tal manera que la redistribución permitiera ejemplificar consumidores en búsqueda de un mayor ahorro y por lo tanto que tuvieran una mayor capacidad de traslado de carga de horas pico a no pico. Una vez redefinidas las posiciones de la matriz de elasticidades propias y cruzadas y aplicando la misma lógica de distribución de carga utilizada en el caso anterior la grafica resultante es la siguiente:

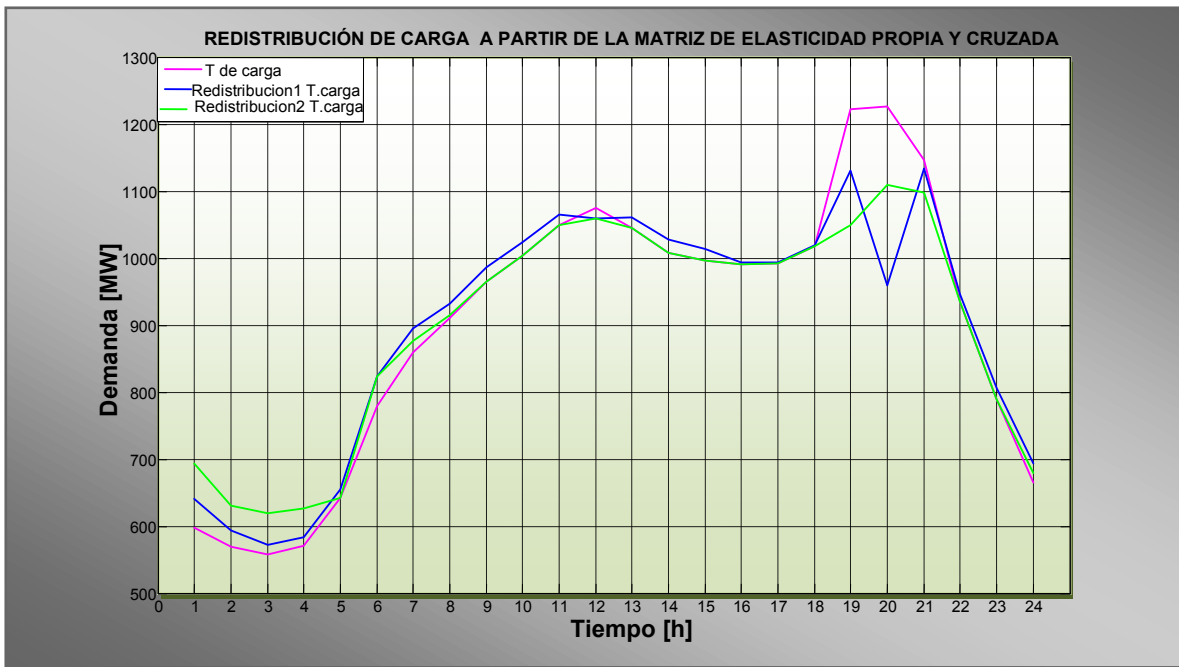


Figura 5.8. Redistribución 2 tipología de carga área Antioquia.

5.6 Inelasticidad de la demanda frente a la tarifa.

Para el análisis de la tarifa se eligió la empresa de energía de la CHEC, debido a que la Empresa de Energía de Pereira, se encuentra en un proceso de capitalización, motivo que puede influir en el desarrollo de los cálculos

El análisis anterior se centró en la respuesta de los consumidores con respecto al precio del mercado. Para evidenciar que el sistema eléctrico colombiano tampoco reacciona ante la variación de la tarifa, se planteó la matriz de elasticidades propias y cruzadas utilizando la tarifa del kWh para usuarios estrato 3 de la empresa CHEC. Los resultados de la diagonal de las matrices de elasticidades propias y cruzadas para el periodo de tiempo 2008-2009 y 2009-2010 que representan las elasticidades propias de cada mes se presentan a continuación.

$$E_{\text{Propias2008-2009}} = \begin{bmatrix} -0,04 & -0,11 & -0,17 & -0,24 & -0,07 & -0,26 & -0,21 & -0,21 & -0,24 & -0,16 & -0,79 & -2,01 \end{bmatrix}$$

$$E_{\text{Propias2009-2010}} = \begin{bmatrix} -2,62 & -0,20 & 0,10 & 0,18 & -0,62 & 0,23 & 0,04 & -0,14 & -0,16 & -0,33 & -0,22 & -0,15 \end{bmatrix}$$

El vector contiene 12 posiciones debido a que el periodo de tiempo para el análisis relacionado con la matriz de elasticidades propias y cruzadas se tomó mensual, es decir, la matriz evalúa el comportamiento de un mes con respecto a otro, en este caso particular de cada mes de los años 2008, 2009 y 2010.

La diagonal de las matrices proporciona información relacionada con el aumento o disminución del consumo de energía eléctrica, si la posición del vector es positiva significa que la demanda de un mes del año inicial con respecto al mismo mes del año final aumentó y viceversa.

Sin embargo, todos estos cambios son ajenos a programas de respuesta en demanda, pero permiten interpretar de manera clara el significado que tiene la diagonal de la matriz de elasticidades propias y cruzadas.

Según el vector de elasticidades propias del año 2008 con respecto al 2009 los consumos mensuales de los usuarios estrato 3 que pertenecen a la empresa CHEC disminuyeron, este comportamiento se puede apreciar en la figura (5.8). Los datos del vector de elasticidades también da información de la tarifa, para este caso particular se puede afirmar que la tarifa aumentó, estos datos se pueden observar en la tabla (5.4).

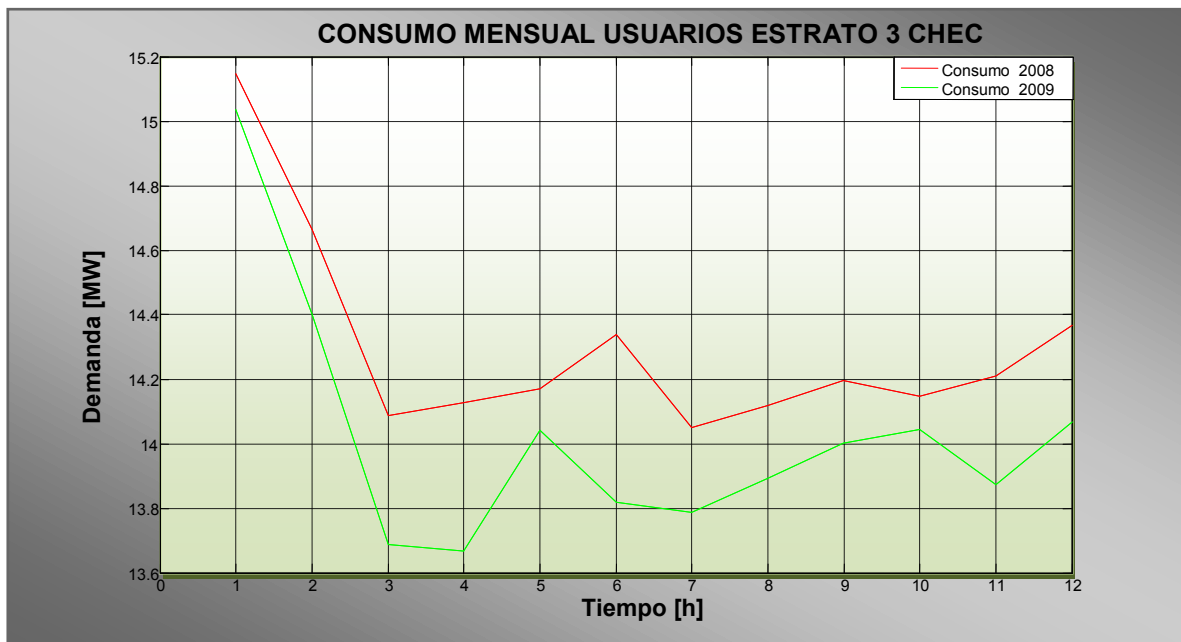


Figura 5.9. Consumo de energía eléctrica años 2008 y 2009 usuarios estrato 3 CHEC.

Mes	PRECIO kWh 2008	PRECIO kWh
-----	-----------------	------------

		2009
Enero	302.65	352.46
Febrero	305.02	354.94
Marzo	314.04	365.67
Abril	324.91	368.68
Mayo	325.41	369.4
Junio	325.85	370.63
Julio	330.43	360.16
Agosto	332.94	357.88
Septiembre	337.19	355.99
Octubre	337.69	353.39
Noviembre	342.41	352.75
Diciembre	346.95	350.59

Tabla 5.4. Tarifas mensuales usuarios estrato 3 para los años 2009 y 2010 CHEC.

Con intención de resaltar la diferencia que existe entre el precio y la tarifa, esta última se define de la siguiente manera:

$$\text{Tarifa} = G + T + D + Cv + PR + R \quad (5.11)$$

Donde:

- G* Costo de generación
- T* Costo de transmisión
- D* Costo de distribución
- Cv* Costo de comercialización
- PR* Recuperación de pérdidas
- R* Restricciones y servicios

El comportamiento de los usuarios para el periodo 2009-2010 se muestra en la Figura (5.9).

Según el vector de elasticidades propias los consumos en los meses (1, 2, 5, 8, 9, 10, 11, 12) del año 2010 son menores con respecto al 2009, lo cual se puede evidenciar en la figura (5.9).

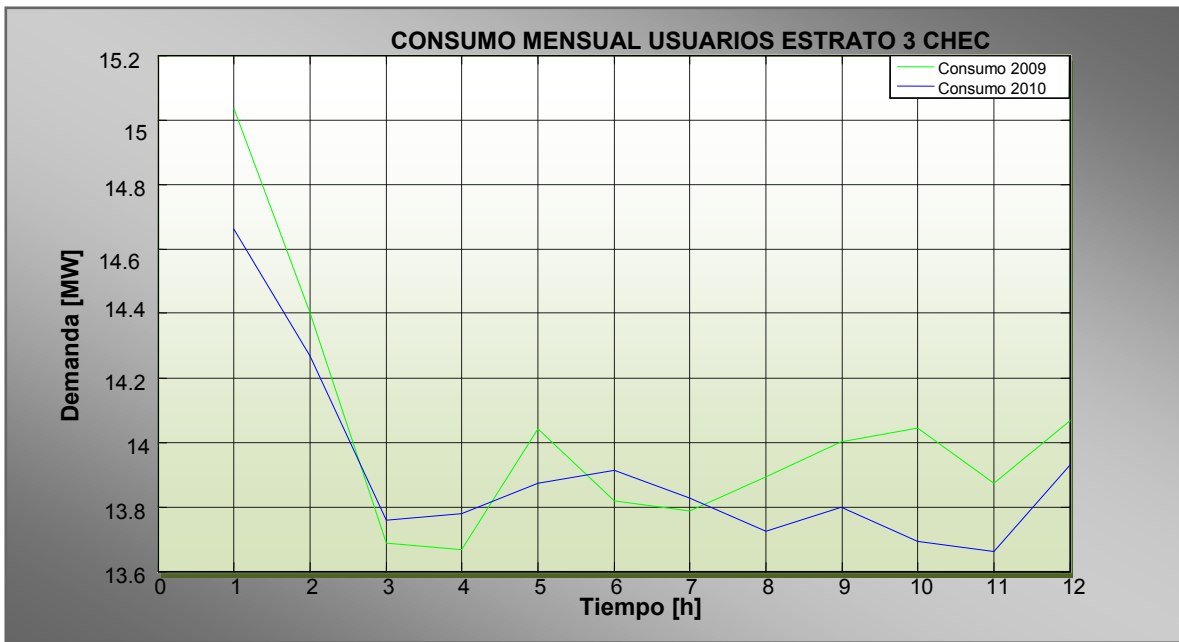


Figura 5.10. Consumo de energía eléctrica años 2009 y 2010 usuarios estrato 3 CHEC.

5.7 Cálculo de los parámetros del modelo lineal para observar el comportamiento real del sistema eléctrico colombiano

Para el cálculo de los parámetros del modelo lineal de respuesta en demanda que representa el comportamiento real del sistema eléctrico colombiano para el año 2010, se realizó el siguiente procedimiento:

- El primer paso consiste en elegir el número de intervalos de tiempo para los cuales se quiere hacer el estudio.

Estas divisiones se realizan sobre el periodo de tiempo de 24 horas del día.

- Después de realizar las divisiones se definen las matrices *Demanda* y *Tarifa* con dimensiones (rango, div).

Donde:

div Número de divisiones en los que se quiere fraccionar el día
rango Número de horas que compone cada intervalo de tiempo

$$\begin{aligned}
 \text{Demanda} = & \begin{bmatrix} dm_{1,1} & \cdot & \cdot & dm_{1,div} \\ dm_{2,1} & \cdot & \cdot & dm_{2,div} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ dm_{rango,1} & dm_{rango,2} & \cdot & dm_{rango,div} \end{bmatrix} \\
 & \text{intervalo}_1 \quad \text{intervalo}_2 \quad \dots \quad \text{intervalo}_{div}
 \end{aligned} \tag{5.14}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Tarifa} = & \begin{bmatrix} tr_{1,1} & \cdot & \cdot & tr_{1,div} \\ tr_{2,1} & \cdot & \cdot & tr_{2,div} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ tr_{rango,1} & tr_{rango,2} & \cdot & tr_{rango,div} \end{bmatrix} \\
 & \text{intervalo}_1 \quad \text{intervalo}_2 \quad \dots \quad \text{intervalo}_{div}
 \end{aligned} \tag{5.15}$$

Cada columna de las matrices *Demanda* y *Tarifa* representa un intervalo de tiempo.

Para iniciar con los cálculos de los parámetros del modelo lineal de respuesta en demanda para cada intervalo de tiempo, se deben definir los puntos sobre los cuales se quiere trabajar. Para esta tarea se definieron dos vectores *Dm* y *Tr* con dos valores de demanda y precio respectivamente tomados de las matrices *Demanda* y *Tarifa*.

$$Dm = \begin{bmatrix} \square \\ \square \end{bmatrix} dm_{1,w} \quad dm_{rango,w} \begin{bmatrix} \square \\ \square \end{bmatrix} \tag{5.16}$$

$$Tr = \begin{bmatrix} \square \\ \square \end{bmatrix} tr_{1,w} \quad tr_{rango,w} \begin{bmatrix} \square \\ \square \end{bmatrix} \quad \forall 1 \leq w \leq div \tag{5.17}$$

Con estos dos valores se encuentra el valor del parámetro k de la siguiente manera.

$$k = \frac{Tr_{(1,2)} - Tr_{(1,1)}}{Dm_{(1,2)} - Dm_{(1,1)}} \quad (5.18)$$

Una vez definido el valor de k que representa la pendiente de la ecuación del modelo lineal de respuesta en demanda, se procedió a encontrar el valor ρ_{\max} que representa el término independiente de la ecuación del modelo.

$$\rho_{\max} = Tr_{(1,1)} - k * Dm_{(1,1)} \quad (5.19)$$

Con todos los parámetros del modelo lineal ya definidos, las graficas se obtienen a partir de la ecuación 5.20.

$$\rho = \rho_{\max} + k * D \quad (5.20)$$

Donde:

- D Valor de la demanda para cada hora del intervalo de tiempo
- ρ Precio correspondiente de la demanda para cada hora del intervalo

Después de evaluar la ecuación para cada punto del intervalo se realizó la gráfica correspondiente.

A manera de ejemplo se muestra la grafica del comportamiento real del área de Antioquia para 4 intervalos de tiempo.

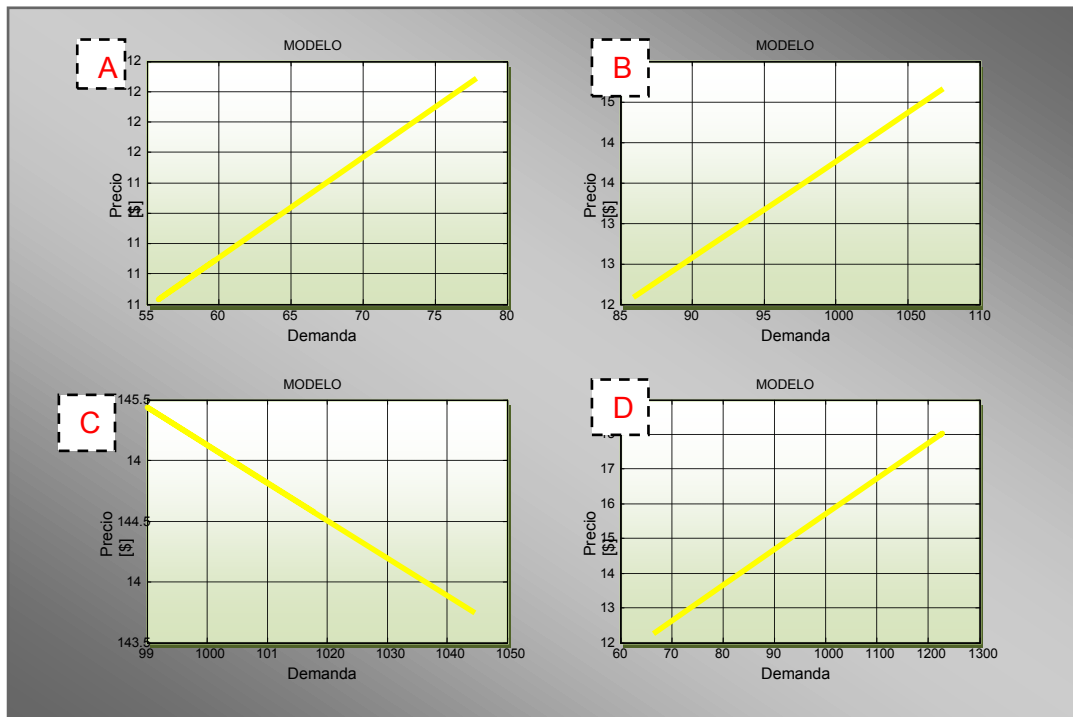


Figura 5.11. Comportamiento real del sistema eléctrico colombiano según el modelo de respuesta en demanda.

En la figura anterior se puede ver el comportamiento real de la demanda del área de Antioquia según el modelo lineal, donde la gráfica A, B, C y D representan los períodos de tiempo comprendidos entre las horas 00-6, 6-12, 12-18 y 18-24 respectivamente.

Este comportamiento evidencia de manera clara que el sistema eléctrico colombiano no responde de manera coherente con el modelo lineal de demanda, esto se puede afirmar partiendo del hecho de que las pendientes de las líneas rectas que obedecen a un modelo lineal deben ser negativas, es decir, que a mayor consumo de energía eléctrica menor precio.

La línea recta que se muestra para el periodo de tiempo 12-18 correspondiente a la grafica C, presentó un comportamiento afín con el modelo lineal de demanda. Sin embargo, este comportamiento es ajeno a cualquier concepto que se base en modelo lineal de demanda.

5.8. Descripción para la construcción del modelo lineal de respuesta en demanda.

Para la construcción del modelo lineal de respuesta en demanda para estudiar qué pasaría en el sistema eléctrico colombiano si la demanda se comportara siguiendo un modelo lineal, se asumió un valor de $k = -0.0408$, donde k representa la pendiente del

modelo de demanda inverso. Este valor se tomó asumiendo que toda la carga del área Antioquia es residencial [8].

Una vez definido el valor de k se estableció el valor de ρ_{\max} para intervalo de tiempo de la siguiente manera.

Se definieron los siguientes vectores N y M con intención de incluir en ellos los valores de demanda y tarifa de cada intervalo de tiempo.

El ρ_{\max} fue tomado del vector M y representa el término independiente de la ecuación del modelo lineal.

$$\rho = \rho_{\max} + k * D \quad (5.21)$$

Donde:

$$k \frac{1}{\varepsilon} = -0,0408$$

$$\rho = \rho_{\max} - 0.0408 * D \quad (5.22)$$

El vector N contiene la información de la demanda para los cuales se evalúa la ecuación 5.22 y se obtienen los resultados que posteriormente son graficados.

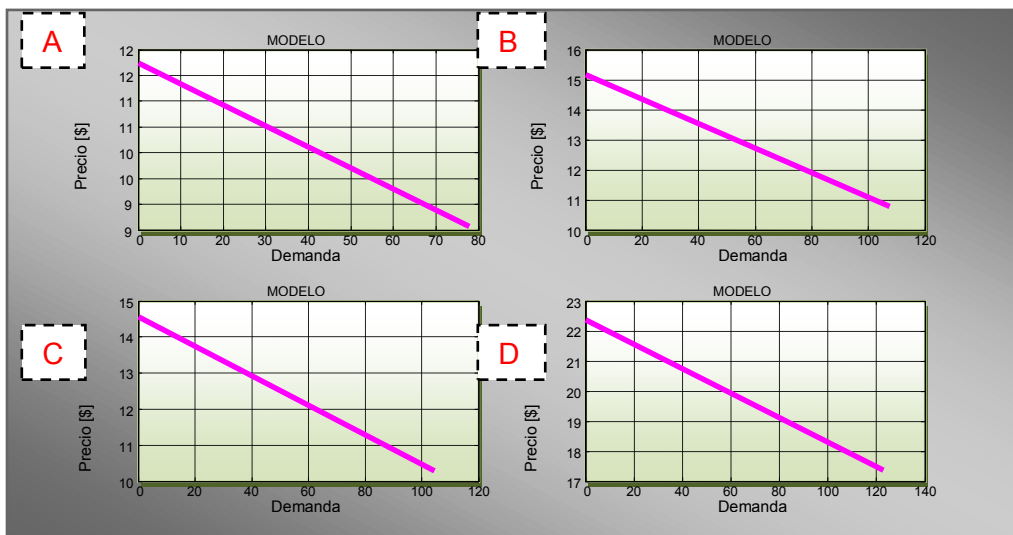


Figura 5.12. Modelo lineal de respuesta en demanda área Antioquia.

Los resultados obtenidos aplicando el modelo lineal de respuesta en demanda sugieren que a menor precio mayor consumo de demanda y que ante aumento en el precio se genere una disminución en el consumo de energía, permitiéndole al consumidor para este ejemplo en particular elegir en que momento del intervalo de tiempo comprendido por 4 horas es más conveniente realizar el mayor consumo de energía.

Cabe resaltar que lo anterior aplica exclusivamente para el modelo de demanda lineal.

Conclusiones

Después de realizar los cálculos correspondientes a la elasticidad relativa, la matriz de elasticidades propias y cruzadas, tanto para precio como para tarifas y el modelo de demanda lineal se concluyó lo siguiente:

- Se pudo verificar que el sistema eléctrico colombiano no responde ante variaciones en los precios y tarifas. Sin embargo, en algunos periodos de tiempo se pudo observar que el sistema eléctrico colombiano tuvo comportamientos muy similares a los que presenta un sistema que ha sido sometido a un programa de respuesta en demanda donde se disminuye el consumo en instantes de tiempo en los cuales las variaciones de los precios son considerables. Aunque este comportamiento se dió debido a fenómenos climáticos los cuales obligaron a tomar decisiones que influenciaron los consumos diarios generando un comportamiento que de manera instintiva se acercó a un programa de respuesta en demanda.
- La matriz de Elasticidades propias y cruzadas es la herramienta que permite modelar mejor la demanda de un usuario. En ella no solo se puede plantear una reducción de carga ante un incremento en los precios sino que ayuda a realizar una compensación de la misma en los momentos de precios estables. Esta matriz se puede ajustar a todos los modelos posibles de demanda, tales como: lineal, exponencial y caso inelástico.
- Una vez asimilados y aplicados los conceptos relacionados con la matriz de elasticidades propias y cruzadas, se pudo ejemplificar de manera clara los procedimientos bajo los cuales se puede realizar una distribución de carga, permitiendo a partir de datos reales de precio y demanda, o de tarifa y demanda, definir unas elasticidades que demostraran la importancia de esta matriz y la superioridad que tiene en cuanto a aplicabilidad se refiere. Frente a los otros modelos, esta superioridad se ve reflejada en la fácil implementación y a la información detallada que la matriz proporciona para realizar la disminución o traslado de carga.
- El primer acercamiento de Respuesta en Demanda en Colombia se presenta con el nombre de Demanda Desconectable Voluntaria. Este programa se presenta más como soporte a la confiabilidad del sistema, que como un sistema de reducción de precios de la energía eléctrica. A pesar de esta diferencia su filosofía promueve una respuesta en demanda por parte del consumidor, a un llamado latente del operador del sistema. Su mecanismo de operación se relaciona con el programa basado en incentivos llamado Demanda por Licitación.

- La falta de una buena respuesta en demanda, siempre ha sido la principal razón para el incremento de los precios y la sobrecarga en los sistemas eléctricos. Debido a esto, pertenecer a un programa de DR, conlleva a un incremento en los beneficios, no solo del participante, sino de todo el sistema en general. Además, impulsa el uso adecuado de la energía en vez de un sistema óptimo, confiable y de calidad.
- Los programas de respuesta en demanda permiten al usuario identificar precios del mercado y por lo tanto les da elasticidad. A partir de ello es posible disminuir: costos de generación en horas pico, congestión en líneas de transmisión, valor en las tarifas, entre otros, acercándose aun mas a un modelo de mercado competitivo.

Recomendaciones

Debido a las experiencias vividas durante el desarrollo de este trabajo y conociendo de manera clara los procedimientos y las metodologías utilizadas, se hacen las siguientes recomendaciones.

- El cálculo de elasticidades requiere de un gran análisis. Su complejidad se deriva debido a que su definición se basa en la formulación de la curva de demanda, y la convención para denotar los modelos de demanda se hace por medio de la curva inversa. Esto genera confusión a la hora de extraer la información de elasticidad, observando los parámetros o figuras de los modelos. También, los valores de elasticidad, están dirigidos a los consumidores finales y se manejan en rangos muy pequeños. Esto haría pensar que la respuesta de un usuario sería mínima, y por lo tanto la reducción que vería el sistema sería mínima también. Esto es incorrecto, ya que lo que se pretende es que muchos usuarios del mismo nodo, respondan con demanda. La sumatoria de todas las respuestas de los usuarios del nodo, es la reducción real que vería el sistema para luego realizar el despacho económico correspondiente.
- El acceso a la información es muy limitado, pues las bases de datos existentes no presentan la información de manera amable al consultante. Muchas de ellas no manejan coherencia al presentar los mismo datos o no especifican las unidades de los valores consultados. Todo lo anterior conlleva a generar confusiones convirtiéndose en un gasto de tiempo exagerado. Se recomienda utilizar una sola fuente de información (base de datos), para evitar incoherencias en los resultados.

Trabajos futuros

En este proyecto se encontraron muchas divergencias para estudios posteriores, ya que no pudieron ser cobijados por este, dada la extensión que se presentaría si se intentaran abarcar. Algunos de estos son:

- Análisis y construcción de modelos de demanda para usuarios finales. Comprende el estudio dedicado del comportamiento de un consumidor, entrando en contacto directo con él. El uso de medidores específicos y encuestas pueden revelar la información necesaria para poner en detalle el modo de operación del usuario, que sería de gran ayuda para calcular el modelo de demanda óptimo para la implementación de algún programa de DR.
- Metodología de actualización de elasticidades para la matriz de elasticidad propia y cruzada. Como se sabe la matriz de elasticidad propia y cruzada reacciona solamente a la variación de los precios, esto dicta que se presentaría una gran disminución de carga en momentos donde el precio es mayor, generando unas grandes discontinuidades en el modelo de demanda. Al trasladar el consumo de una hora a otra es de esperarse que las elasticidades originales cambien constantemente.
- Simulación de despacho económico considerando Respuesta en Demanda. Un modelo de despacho económico considerando respuesta en demanda permitiría el cálculo de los precios del sistema conforme la carga se redistribuye, permitiendo un análisis más real de un sistema de potencia cuya demanda hace parte de programas de respuesta en demanda.

Bibliografía

- [1] M.H. Albadi, E.F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, Issue 11., pp1989-1996 Nov. 2008
- [2] "US Department of Energy, Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them," Report to the United States Congress, Feb 2006, disponible en: <http://eetd.lbl.gov>
- [3] Charles River Associates,; "Primer on Demand-Side Management with an Emphasis on Price-Responsive Programs," Report prepared for The World Bank, Washington, DC, Disponible en: <http://www.worldbank.org>
- [4] Goel, L.; Qiuwei Wu; Peng Wang; , "Reliability enhancement of a deregulated power system considering demand response," *Power Engineering Society General Meeting*, 2006. IEEE , vol., no., pp.6 pp.
- [5] H.A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, G.R. Yousefi, "Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs," *Applied Energy*, Volume 87, Issue 1, January 2010
- [6] Saebi, J.; Mohammadi, J.; Taheri, H.; Nayer, S.S.; , "Demand bidding/buyback modeling and its impact on market clearing price," *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International* , vol., no., pp.791-796, 18-22 Dec. 2010
- [7] Arani, A.B.; Yousefian, R.; Khajavi, P.; Monsef, H.; , "Load curve characteristics improvement by means of optimal utilization of demand response programs," *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference on* , vol., no., pp.1-5, 8-11 May 2011
- [8] Aalami, H.; Yousefi, G.R.; Moghadam, M.P.;, "Demand Response model considering EDRP and TOU programs," *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T&D. IEEE/PES* , vol., no., pp.1-6, 21-24 April 2008
- [9] Nikzad, M.; Mozafari, B.; Ranjbar, A.M.; , "Reliability enhancement and price reduction of restructured power system with probabilistic day-ahead real time pricing contract," *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on* , vol., no., pp.1-7, 24-28 Oct. 2010
- [10] Lijesen, M.G.; "The real-time price elasticity of electricity," *Energy Economics*, vol 29, Issue 2, pp 249-258, March 2007
- [11] Ministerio de Minas y energia, CREG, XM,; "abc Cargo por Confiabilidad," disponible en: www.xm.com.co
- [12] CREG,; "Resolución CREG063-2010," disponible en: www.creg.gov.co
- [13] Kirschen, D.; Strbac, G.; "Fundamentals of Power System Economics," John Wiley & Sons, Ltd, 2004
- [14] Kirschen, D.S.; Strbac, G.; Cumperayot, P.; de Paiva Mendes, D.;, "Factoring the elasticity of demand in electricity prices," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.15, no.2, pp.612-617, May 2000
- [15] Guardia, E.C.; Queiroz, A.R.; Lima, J.W.M.; , "Estimation of electricity elasticity for demand rates and load curve in Brazil," *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE* , vol., no., pp.1-7, 25-29 July 2010
- [16] Yousefi, A.; Shayesteh, E.; Zare, K.; Jalal Kazempour, S.; Moghaddam, M.P.; Haghifam, M.R.; , "Risk based spinning reserve allocation considering emergency

- Demand Response Program*," Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International , vol., no., pp.1-5, 1-4 Sept. 2008
- [17] W. Wessel,; "*Economics*," Barron's, 3ra edicion, USA 2000
- [18] Pagina Web. www.xm.gov.co
- [19] Jiang Wu; Xiaohong Guan; FengGao; Guoji Sun,; "*Social welfare maximization auction for electricity markets with elastic demand*," Intelligent Control and Automation, 2008. WCICA 2008. 7th World Congress on, vol., no., pp.7157-7162, 25-27 June 2008
- [20] F.S. Wen, A.K. Davi,; "*Oligopoly Electricity Market Production under Incomplete Information*," *Power Engineering Review, IEEE*, vol.21, no.4, pp.58-61, April 2001
- [21] Thimmapuram, P.R.; Jinho Kim; Botterud, A.; Youngwoo Nam,; "*Modeling and simulation of price elasticity of demand using an agent-based model*," Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010, vol., no., pp.1-8, 19-21, Jan. 2010
- [22] Guardia, E. C. ; "*Metodologia para o Calculo da Elasticidade da Tipologia de Carga Frente a Tarifa de Energia elétrica*," MSc. Dissertativo, Universidade Federal de Itajubá, Itajuba, 2007
- [23] Pagina web. <http://sv04.xm.com.co/neonweb>
- [24] ICER,; "*Informe de Coyuntura Económica Regional, Antioquia*," Ed Banco de la Republica, Bogotá, Sept 2011
- [25] UPME. ; "*Plan de Expansión de referencia Generación-Transmisión 2010-2024*," Ed Script, Nov 2010
- [26] Memorias al Congreso de la Republica 2009-2010,; "*Sector de Energía Eléctrica*," disponible en: www.minminas.gov.co
- [27] Azami, R.; Fard, A.F.,; "*Impact of demand response programs on system and nodal reliability of a deregulated power system*," Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on, vol., no., pp.1262-1266, 24-27 Nov. 2008
- [28] Dupont, B.; De Jonghe, C.; Kessels, K.; Belmans, R.; , "*Short-term consumer benefits of dynamic pricing*," Energy Market (EEM), 2011 8th International Conference on the European , vol., no., pp.216-221, 25-27 May 2011
- [29] G. Barbose, C. Goldman, C. Neenan,; "*A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing*," Lawrence Berkeley National Laboratory Report No. LBNL-54238, Dec 2004
- [30] Rahimi, F.; Ipakchi, A.,; "*Overview of Demand Response under the Smart Grid and Market paradigms*," Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010, vol., no., pp.1-7, 19-21 Jan. 2010
- [31] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios,; "*Estudio Sectorial de Energía, Gas Licuado de Petróleo*," Imprenta Nacional, 2011
- [32] Página web. www.sui.gov.co
- [33] Página web. www.chec.com.co