

Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque sistemático

Demand Response Programs For Residential Sector in Colombia: SystemsThinking Approach

Juan Sebastian Gómez M.^{a*}, Sandra Ximena Carvajal Q.^a, Adriana Arango M.^a

RESUMEN

La Gestión de Demanda de energía eléctrica es un tema de amplio tratamiento a nivel internacional, no solo como tópico en el paradigma de las Redes Inteligentes, sino también en el marco de la discusión acerca de eficiencia y sustentabilidad energética. Este documento presenta una visión del mercado eléctrico colombiano en cuanto a las características que posibilitan o impiden la implementación de Programas de Gestión de Demanda en el sector residencial, y se propone una estrategia de implementación en el sector residencial, basados en un análisis sistemático de la implementación en Colombia de dichos programas.

^aUniversidad Nacional de Colombia
Sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Química
Km. 9 vía Aeropuerto,
Manizales
Tel.: +(57) 8879300
jsgomez@unal.edu.co
sxcarvajalq@unal.edu.co
aarangoma@unal.edu.co

PALABRAS CLAVE

Gestión de Demanda, Redes Inteligentes, Pensamiento Sistémico.

ABSTRACT

Demand Response is a topic widely reported internationally, not only as a topic on the paradigm of Smart grids, but also in the context of the discussion about energy efficiency and sustainability. This paper presents an overview of the Colombian electricity market, in terms of the characteristics that allow or deny the implementation of Demand Response Programs in Residential Sector, and an implementation strategy for the residential sector is proposed, according to a systems thinking analysis of the implementations of these programs in Colombia.

KEYWORDS

Demand Response, Smart Grids, Systems Thinking.

Energética 46, diciembre(2015), pp. 73-83

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)

www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento vegetativo de la demanda de energía eléctrica constituye un reto para el sector eléctrico de un país, pues no solo supone la búsqueda de nuevas fuentes de energía, el aumento de la capacidad de generación, sino que también exigen en gran medida optimizar de la infraestructura eléctrica existente o la necesidad de construir nuevas de redes de transporte. Los operadores del sistema de distribución son los encargados de la expansión, mantenimiento y de garantizar que el crecimiento de la demanda no afecte la calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio para los usuario [Rahmatallah et al., 2013]. El concepto de Gestión de Demanda fue introducido en los inicios de la industria eléctrica en Estados Unidos en los años 90's, cuando se debatía el nuevo régimen de precios para este nuevo servicio, allí se pensó en la variación de precios entre franjas horarias, lo cual ha evolucionado hasta incluir precios en tiempo real. [Cappers et al., 2010].

Sin embargo, los Programas de Gestión de Demanda (PGD) son de reciente aplicación, y el interés en la implementación principalmente de los países industrializados, puede atribuirse a una mezcla de situaciones actuales como son las crisis energéticas, los apagones, los altos precios de los combustibles, los nuevos retos ambientales, el creciente interés por la eficiencia y la sustentabilidad energética, y por último pero no menos importante, los avances tecnológicos en las telecomunicaciones. En el caso de los países en vía de desarrollo, existe una gran oportunidad de incorporar dichos conceptos en el planeamiento energético y los planes de crecimiento económico [Martines, 2012]. Los PGD están dirigidos principalmente a sistemas de distribución, la aplicación de estos tiene impacto sobre los sistemas eléctricos nacionales y los mercados mayoristas de energía [Martines, 2012], contribuyendo a la disminución de emisiones de CO₂, integración de fuentes no convencionales de energía, mayor eficiencia energética en los sistemas eléctricos [Red Eléctrica España, 2012] y la mejora de regulación de tensión en las zonas de aplicación [Venkatesan, 2012].

Se evidencia la pertinencia del estudio de los PGD y los escenarios de implementación en el caso particular colombiano, ya que ofrece importantes posibilidades que podrían beneficiar el sector eléctrico del país, potenciando el crecimiento sostenible del mismo, la integración de fuentes no convencionales de energía y la participación activa de los usuarios finales.

Este documento presenta en la sección 2. las generalidades de la gestión de demanda resaltando algunas experiencias internacionales, en la sección 3. se exponen las principales características del mercado eléctrico colombiano y de la demanda de energía en el mismo, para luego en la sección 4. mostrar la prospectiva

del mercado con miras a la implementación de PGD para el sector residencial.

En la sección 5. se presenta el análisis sistémico del problema planteado, la implementación de PGD para el sector residencia en Colombia, una estrategia de implementación de los PGD para el sector residencial en Colombia, basados en un análisis sistémico de la implementación en Colombia de dichas medidas. Finalmente en la sección 6. se muestran las conclusiones y los trabajos futuros.

2. LA GESTIÓN DE DEMANDA

2.1. Conceptos Iniciales

La gestión de la demanda es la planificación e implementación de distintas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía, con el fin de contribuir a la reducción de las emisiones de CO₂, a la mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mayor eficiencia energética del sistema en su conjunto [Red Eléctrica España, 2012].

Los PGD tienen las siguientes características: i.están diseñados para una hora específica, y en particular de aplicación a corto plazo, ii.Exige la participación de varios agentes del mercado [Martines, 2012], y iii. Las empresas comercializadoras o generadoras deben ofrecer a la demanda diferentes programas, los clientes eligen aquel o aquellos que generen un mayor beneficio. La gestión de demanda se refiere a los cambios en uso de la energía eléctrica por parte de los usuarios finales, ya sean residenciales, comerciales, oficiales o industriales, en respuesta a los cambios en los precios de la electricidad en el tiempo [Tang, 2010 (China International Conferens on) o a situaciones de contingencia. La Gestión de Demanda presta especial atención a la interacción de la oferta y la demanda [Red Eléctrica España, 2012].

Los PGD se clasifican en dos grandes grupos principales, los programas basados en precios, y los basados en incentivos; los basados en precios se apoyan en infraestructura de medición y comunicación entre clientes y comercializadores, para ofrecer señales de precio que influyan en los hábitos de consumo de energía eléctrica. Los programas basados en incentivos pretenden influir en los hábitos de consumo con a partir de estímulos económicos vía tarifa, contratos o incluso dinero en efectivo.

En la Figura 1 se presentan los diferentes PGD más comunes, con su principal finalidad.

2.2. Comentarios sobre experiencias internacionales

Estados Unidos en la década de los 90's ya se discutía el tema del sistema de precios para el servicio de energía, lo que dio inicio a sistemas tarifarios variados [Cappers et al., 2010]. Actualmente se han desarrollado estudios, en los que se evidencia que entre el 2006 y el 2008 se presenta un crecimiento del 117% en el número de entidades que ofertan PGD en los Estados Unidos [Cappers et al., 2010]. Estos programas se basan principalmente en precios dinámicos, precios en tiempo real, y en incentivos, para los cuales

se habla de un potencial de reducción de demanda pico cercano 5,8% para el año 2008 [Cappers, 2010]

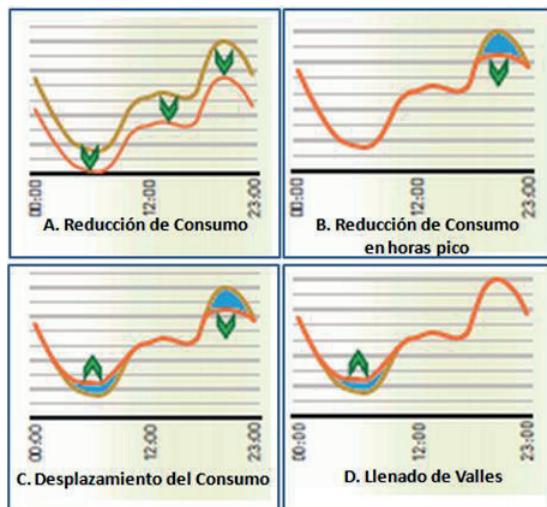


Figura 1. Tipos de Programas de Gestión de la Demanda
Fuente: Red Eléctrica, España.

En China en los últimos años se han realizado grandes esfuerzos por incluir precios por tiempo de uso, con grandes diferencias entre las tarifas de hora pico y la de hora valle, sistemas de compensación por disminución del consumo durante horas pico, además de los avances en temas de almacenamiento durante las horas valle y los esfuerzos de la industria en el desplazamiento de carga. En China, como en la gran mayoría de países que incursionan en la implementación de PGD, existe un gran esfuerzo a nivel de regulación para incentivar la participación en dichos programas y para reglamentar los mismos [Jianhui, 2010].

Para el caso europeo, no existe un desarrollo coordinado de PGD para toda la zona euro, pero si existen algunas directrices por parte de la dirección del Servicio de Energía, quien presentan requerimientos a los estados miembros en cuanto a la eficiencia energética de cara a los usuarios finales y los programas de gestión de demanda en tiempo real, como un mecanismo que permita la apertura gradual del mercado europeo de energía [Torriti et al., 2010].

En el caso de Italia, tienen gran penetración las tecnologías de medida de energía, los que sin duda aumenta las posibilidades de implementación de PGD. Existen programas de reducción de potencia pico, desplazamiento de carga y la desconexión de carga, esta última que se aplica solo a grandes usuarios industriales. Italia ha tenido desde hace algún tiempo, precios basados en tiempo de uso [Torriti et al., 2010].

En España por su parte, existen dos tipos principales de programas, por sistema y por precio, el primero se refiere principalmente a control directo de carga, ya sea por contrato o por estado de emergencia del sistema, y el segundo se da cuando el mercado emite señales de precio para lograr disuadir a los usuarios al cambio de los hábitos de consumo [Torriti et al., 2010].

Además de los programas de gestión de demanda implementados, España posee un sistema de incentivos para la implementación de tecnología con impacto en el perfil de demanda. Tales iniciativas son impulsadas por el gobierno nacional a través del ministerio de industria energía y turismo, y el Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía IDEA, y están encaminadas a la adquisición de vehículos eléctricos o de alta eficiencia [IDEA, 2014], y a la implementación de programas de rehabilitación energética en edificios residenciales [IDEA, 2014].

En el caso de Colombia se han implementado tecnologías de medición de energía eléctrica que podrían facilitar el desarrollo de los PGD en usuarios residenciales, comerciales y pequeños industriales [Vega Energy S.A., 2013]. Además, existen los contratos de desconexión voluntaria de carga, que si bien no fueron creados en medio de conceptos de los PGD, constituyen un avance importante en la intención de mejorar la estabilidad del sistema por medio de la participación activa de los usuarios [CREG, 2014].

3. MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

La gestión de la demanda y por ende los PGD, como se ha dicho, depende principalmente de la forma en que es translada la energía eléctrica en el mercado mayorista, y de las condiciones regulatorias que permitan que la demanda haga parte de las transacciones en el mismo mercado, por ello resulta necesario, para hablar de gestión de la demanda en Colombia, hacer una breve descripción del mercado eléctrico colombiano, debido a las características típicas que lo diferencian de los mercados vecinos [Martines, 2012].

3.1 Descripción De La Estructura Del Mercado

El mercado eléctrico colombiano tiene una estructura muy similar al mercado del Reino Unido de los años 90's [Martines, 2012].. Permite la participación indirecta de la demanda en el mercado a través de una etapa de seguridad, enmarcado en un costo por confiabilidad, este costo es esencialmente una tasa pagada a un agente generador que participa en las subastas de generación de energía firme (OEF) y recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y denominado Precio de Escasez [Expertos en Mercados XM, 2012].

La estructura del sector eléctrico colombiano se presenta en la Figura 2 [CREG, 2014].

Los agentes del mercado colombiano de energía están divididos en Generadores, Transportadores, Distribuidores, Comercializadores y Administradores, para los cuales se establecen lineamientos y normas por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG [Ministerio de Minas y Energía, 2011]. Para el caso de la generación de energía, el Centro Nacional de Despacho CND, operado por XM al igual que el Mercado de Energía Mayorista MEM, se encarga diariamente de coordinar cuáles plantas de generación son despachadas para cubrir la demanda y restricciones del sistema dependiendo de su oferta y según criterios establecidos previamente como el OEF y la políticas de pequeña generación. Esto debido a que la capacidad instalada en generación en Colombia supera la demanda pico de energía eléctrica del país [Escudero, 2006].



Figura 2: Estructura del sector eléctrico en Colombia, Política, Regulación, Mercados y Supervisión.

Fuente. Tomado de la página oficial Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG

El CND una vez recibe las ofertas de cada uno de los agentes generadores, y basado en criterios económicos y técnicos, asigna una a una las plantas de generación iniciando con las centrales que no son despachadas centralmente (menores de 20 MW) y las plantas que se encuentran en pruebas en la base del despacho, siguiendo con la planta que ofertó al menor precio y siguiendo hasta completar la demanda esperada para el siguiente día. El precio de la energía lo fija la última planta despachada [UPME, 2004]. Todos los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), deben comprar la energía a una empresa de Comercialización y la tarifa final debe incluir los cargos por generación, transmisión, distribución, comercialización y otros asociados a los costos de operación y administración del mercado, subsidios y contribuciones.

Los usuarios del servicio de energía eléctrica en Colombia están divididos en dos grandes segmentos, Usuarios Regulados (UR) y los Usuarios No Regulados (UNR), los cuales se diferencian por la cantidad de energía y potencia demandada, con consecuencias en el esquema tarifario aplicado.

Los UR son aquellos cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Aquí está la mayoría de usuarios comerciales, algunos industriales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos. Los UNR son aquellos que tienen una potencia instalada igual o superior a 0,1 MW o presentan consumos en los últimos seis meses iguales o superiores 55MWh [CREG, 2009]. Los UNR pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía, los demás cargos dentro de la tarifa (transmisión, distribución y otros) continúan siendo regulados por la CREG y tienen un modelo de cálculo idéntico al aplicado a los usuarios regulados. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores que generalmente se conectan directamente al nivel de tensión IV [CREG., 2014].

3.2. La Demanda en el Mercado Colombiano

La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2013 alcanzó los 60,890 GWh, con un crecimiento del 2.8% con relación al año 2012 [Expertos en Mercados XM, 2013]. El consumo de electricidad per cápita fue de 1.122,73 kWh, uno de los más bajos de Latinoamérica para el mismo 2011 según datos del banco mundial [Banco Mundial, 2014], sin embargo conservó la tendencia de crecimiento de los últimos años.

Para el año 2012, la demanda total de energía eléctrica alcanzo 59.366 GWh, lo que representa un crecimiento de 3,8% respecto del año anterior [UPME, 2013], superando el crecimiento promedio de 3.0% anual de los últimos siete años [UPME, 2011].

Mas adelante se presenta, en la Figura 3, la evolución de la demanda de Energía Eléctrica en Colombia. El sector residencial representó el 41% de la demanda nacional, así mismo el sector comercial y público el 23%, el sector industrial el 32% y el restante 4% representa el consumo de los otros sectores. Si bien los datos corresponden al año 2009, es evidente y válido afirmar, aún hoy, que el sector residencial tiene importante participación en la demanda nacional de energía eléctrica; esto basado en la evolución historia de la demanda de energía eléctrica por sectores 1998-2009 [UPME, 2011].

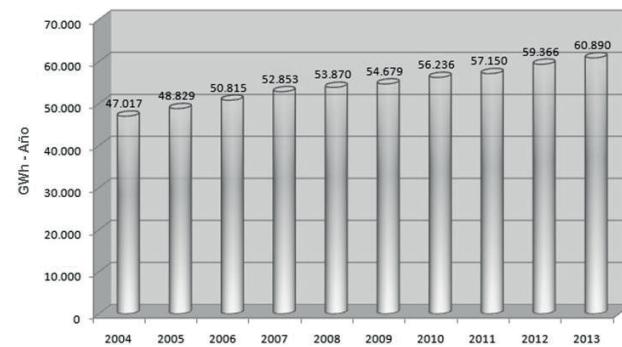


Figura 3: Evolución anual histórica de la demanda de energía eléctrica en Colombia.

Fuente. tomado del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2013 -2027.

Existen otros análisis basados en la información comercial de las empresas distribuidoras y/o comercializadoras de energía en el país, estos análisis presentan cambios importantes en la participación por sector, dándole aún mayor participación el consumo del sector residencia a este nivel [UPME, 2011].

En este punto se hace necesario resaltar la composición de la demanda del sector residencial, ya que es el sector con mayor participación y objeto de estudio de este documento. El sector residencial, parte importante de la matriz de demanda, se divide en estratos socioeconómicos que van desde el estrato 1 al estrato 6, en esta división se basa la tarificación del servicio de energía estableciendo, como usuarios subsidiados los estratos 1, 2 y 3, quienes tienen una tarifa diferenciada, y como estratos contribuyentes a los estratos 5 y 6 quienes pagan la tarifa de energía eléctrica más elevada.

	Periodicidad Anual	Participación
ESTRATO	GWh/año	Porcentual
Estrato 1	5.191	25,4
Estrato 2	7.026	34,4
Estrato 3	4.712	23,1
Estrato 4	1.782	8,7
Estrato 5	892	4,4
Estrato 6	819	4,0
TOTALES	20.423	100,0

Tabla 1: Participación Porcentual Por Estrado Socioeconómico En La Demanda De Energía Eléctrica Nacional.

Fuente. Tomado del Sistema Único de Información de Servicios Públicos SIU [18].

Se puede concluir entonces que cerca del 82% de la energía eléctrica consumida por los hogares en Colombia, se consume en hogares de estrato 1,2 y 3, lo cual se puede explicar por la cantidad de hogares que pertenecen a estos estratos, o también se explica como el resultado del sistema de subsidios a la tarifa de energía.

3.3. Aplicación de conceptos de gestión de demanda en el contexto colombiano

Existen en Colombia iniciativas que permiten, de alguna manera, la implementación de algunos conceptos básicos sobre las posibilidades de la gestión de demanda de energía eléctrica en los mercados de energía, tales iniciativas constituyen los avances en gestión de demanda en el país, aunque no sean propiamente programas de gestión de demanda.

PROURE 2001

En Colombia, desde la ley 697 de 2001, se declaró el uso racional y eficiente de la energía como un asunto de conveniencia nacional. En virtud de esta misma ley se estableció el programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes no Convencionales, PROURE [Ministerio de Minas y Energía, 2012].

El programa propone medidas para todos los sectores de consumo. Para el sector residencial se focalizó en problemáticas asociadas a [Ministerio de Minas y Energía, 2011].

- Alto consumo de electricidad en refrigeración, equipos con edad promedio mayor a 10 años y fallas de funcionamiento.
- Amplia utilización de bombillas tipo incandescente de 60 y 100 W en el país.
- Alto consumo de energía térmica para cocción y calentamiento de agua.

Con una meta de ahorro en 2015 de 8.66% en el sector residencial.

Resolución CREG 71 DE 2006

Que adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía y que define la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV). Modificada, entre otras por la Resolución 203 de 2013 y Resolución 63 de 2010, en términos de la DDV. En la cual se define que la DDV consiste en la firma de contratos bilaterales entre los agentes generadores y la demanda, representada por los comercializadores, como un mecanismo que sirve para cubrir las OEF de plantas de generación no disponibles temporalmente por diversas causas como mantenimiento y reparación, entre otras.

Proyecto de Ley número 278 de 2013

Este proyecto de Ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable. Adicionalmente se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende la eficiencia energética y la respuesta de la demanda [Congreso de La República de Colombia, 2013].

Por primera vez, de manera oficial, el estado reconoce, al menos tácitamente, la necesidad de implementar conceptos y medidas como la respuesta de la demanda, como mecanismo que contribuya al desarrollo económico sostenible y a la seguridad del abastecimiento energético.

En el capítulo V del proyecto de ley, específicamente en el artículo 31, se delega a la CREG para que establezca los mecanismos regulatorios que incentiven la respuesta de la demanda. Allí se lee "... incentivar la respuesta de la demanda con el objetivo de desplazar los consumos en períodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de la demanda..." [Congreso de La República de Colombia, 2013] lo que a nivel internacional se entiende como la principal intención de los PGD y constituye la primera intención de adopción de los PGD en el contexto colombiano.

En el capítulo VIII del proyecto de ley, se detallan las necesidades en cuanto al fomento de la investigación en el ámbito de las Fuentes No Convencionales de Energía, FNCE y la Gestión Eficiente de la Energía (de la cual la Respuesta de la Demanda es parte esencial). Además se establecen lineamientos generales para que diferentes entidades del orden local y nacional promuevan la investigación y el desarrollo de tecnologías en el campo de las FNCE y la gestión eficiente de la energía.

3.4. Infraestructura para la medición en el sector residencial

Como se ha tratado en este documento, la infraestructura de medición y de comunicación, son factores esenciales para el desarrollo de políticas o medidas como los PGD, es por ello que en este punto se hace necesario hacer un breve resumen del estado en Colombia de este tipo de Tecnologías.

Actualmente en el país existen fabricantes privados de tecnologías de medición remota, estas tecnologías son ampliamente utilizadas en el país para la medición de grandes consumidores, o usuarios no regulado, sin embargo, tecnologías similares han venido siendo aplicadas a nivel residencial, según reportan los principales operadores de red (OR) y comercializadores de energía en el país, estas tecnologías han recibido el nombre de medición centralizada.

La implementación de tecnologías de medición en el país se ha hecho de la mano de procesos de normalización eléctrica en barrios eléctricamente subnormales, Proyectos PRONE [Energía Social, 2014], obedeciendo a las preocupaciones por el control de pérdidas no técnicas en los nuevos sistemas de distribución rurales y urbanos. Si bien ésta implementación poco tiene en común con los PGD, esta estrategia ha sido de vital importancia para la masificación de la medición remota en los sistemas de distribución en Colombia. En la Tabla 2 se presentan los datos de los puntos de medida instalados con tecnologías de medición remota o AMR por sus siglas en inglés.

En la Tabla 2 se muestra la participación de cinco de las empresas más importantes de comercialización de energía, que ven la importancia de la implementación de tecnología sus redes.

A partir de la Tabla 2 se puede concluir que la puesta en marcha de proyectos con este tipo de tecnologías abarca diferentes zonas del territorio nacional.

Cabe aclarar que estos datos fueron suministrados por el fabricante con mayor participación en el mercado, y solo se contabilizan los puntos intervenidos por proyectos PRONE.

Operador de Red o Comercializador	Puntos de Medida con AMR	Año
Electricaribe S.A. E.S.P.	38.000	2006 -2008
	17.000	2009
	61.500	2012
EPSA S.A. E.S.P.	2.500	2008
	15.000	2012
Enertolima	250	2007
EMSA S.A. E.S.P.	2.000	2009
EMCALI E.S.P.	950	2009

Tabla 2: Puntos de Medida AMR en Colombia,

Fuente. Elaboración propia con datos del fabricante con mayor participación en el mercado.

Además de los datos presentados en la Tabla 2, de debe resaltar que existen gran cantidad de proyectos de tipo privado, en los que se han instalado este tipo de tecnologías, entre otras razones, por las ventajas técnicas en combinación con otras tecnologías en instalación eléctrica de uso final en edificaciones multifamiliares.

4. PROSPECTIVA DE LA GESTIÓN DE DEMANDA EN COLOMBIA

En el caso de Colombia existe actualmente un especial interés en los proyectos que involucran desarrollos en el campo de las tecnologías de la información, las ciudades sostenibles y las redes inteligentes. Los programas de gestión de demanda combinan tecnologías de la medida de energía eléctrica, sistemas de comunicación y gestión en tiempo real y nuevos conceptos en mercados de energía [Colombia Inteligente, 2014]. Esta condición hace que los avances en la aplicación de programas de este tipo, dependan indiscutiblemente de la posibilidad de la aplicación de nuevas tecnologías y de cambios en el paradigma de los sistemas de distribución en el país.

Para tratar el tema de la posible aplicación de programas de gestión de demanda en el país, deben tratarse entonces los retos que enfrentan dos de los componentes indispensables para la aplicación de dichos programas, como lo son la infraestructura y el mercado energético mayorista.

4.1. Prospectiva del mercado de energía

En la sección 3. se mostró que el mercado colombiano de energía eléctrica tiene características especiales, que lo diferencian de otros mercados en el mundo y específicamente en Latino América. Las experiencias internacionales, en la aplicación de programas de gestión de demanda, demuestran que estos programas se deben diseñar, y deben evolucionar, de acuerdo a la dinámica del mercado de energía del cual hacen parte [Escudero, 2006].

Por ser necesaria la participación activa de la demanda en los mercados de energía, en Colombia, como se ha mostrado

anteriormente, existen avances que conducen a una mayor participación de los usuarios No regulados, por medio de otros agentes o por sí mismos, en el mercado de energía. Según estas experiencias se debe plantear un escenario hipotético de mercado con características específicas que permitan la participación activa de la demanda, pero sin que presenten cambios abruptos que puedan desestabilizar los precios, la demanda o la oferta de energía.

A continuación se presentan entonces las principales características que debe tener el mercado de energía en Colombia para facilitar una mayor participación de la demanda:

1. Contemplar la aparición de nuevos agentes de mercado

Se debe facilitar la participación de la demanda en la dinámica del mercado de energía, no solo con contratos de energía firme y desconexión, sino también con contratos de limitación de carga, reducción de demanda pico, generación y cogeneración. Es evidente la necesidad de intervención de un agente, ya sea independiente, público o privado, que dinamice contratos de este tipo entre los participantes del mercado. A nivel internacional existen empresas comercializadoras que se dedican a esta tarea, en la literatura se les conoce como agregadores, (Aggregators término en inglés) y además promocionan en los usuarios sus propios programas gestión de demanda [Cappers et al., 2010; Faria, 2011].

2. Implementación de medidas existentes en todos los tipos de Usuarios

Las medidas tarifarias para los Usuarios Regulados en Colombia, específicamente aquellas que promueven el desplazamiento del consumo de energía eléctrica para horas valle de la carga residencial, tienen consecuencias notorias en el aplanamiento de la curva de demanda Nacional, tal como se evidencia en la gráfica de relación de las curvas de carga diaria para diferentes años en [Aponte et al., 2013].

Estas medidas de tipo tarifario deben implementarse en otros sectores, en la medida de lo posible y con las modificaciones pertinentes, con el fin de lograr los mismos efectos en todos los tipos de usuarios, como el oficial, comercial y residencial.

3. Cambios en el sistema tarifario

Los programas de gestión de demanda, por lo menos a nivel internacional, se basan en la dinámica de precios de la energía eléctrica [Cappers et al., 2010; Torriti, 2010; Faria, 2011], igualmente en Colombia, los programas que se asemejan, inducen al gran consumidor o usuario No Regulado, a través de la tarifa, a desplazar sus picos de consumo de electricidad a las horas de costo inferior o de bajo carga del sistema.

Es necesario entonces crear una formula tarifaria diferenciada por tipo de usuario, que permita el cobro de la electricidad por franjas horarias, esto puede ayudar a la reducción de los picos de consumo, y el aplanamiento de la curva de carga.

Se requieren cambios regulatorios más significativos que correspondan en mayor medida a las tendencias de los mercados eléctricos a nivel internacional, como la liberación completa del mercado y los sistemas de precios en tiempo real, los cuales ofrecen posibilidades diferentes, pero se notan tal vez lejanos en el contexto colombiano. Cabe resaltar que existen esfuerzos en este sentido, como el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales [PROURE; Ministerio de Minas y Energía, 2012] y el reciente proyecto de ley que pretende regular la penetración de fuentes no convencionales conectadas al sistema eléctrico colombiano [Congreso de La República de Colombia, 2013].

Prospectiva sobre la infraestructura necesaria para hablar de la infraestructura necesaria se debe tener en cuenta las intenciones en cuanto a la profundidad de los programas de gestión de demanda y el nivel de penetración de las redes inteligentes en el mercado colombiano, para el caso de este documento se asume una penetración paulatina acorde con las características del mercado. A continuación se relacionan las principales necesidades de infraestructura para la implementación de programas de gestión de demanda en el sector residencial en el país.

1. Medidores Inteligentes

Es necesaria la implementación de medidores que brinden la posibilidad de tener una medida automática, horaria, masiva, bidireccional, con gestión remota y que cense otras variables como tensión y corriente, con el fin de brindar información que permita, además de la implementación de programas de gestión de demanda y conceptos de redes inteligentes, mejorar el análisis de la demanda de energía para cualquier sistema.

Las características de los medidores según el tipo de usuario no debería tener mayores diferencias, pues esta información es valiosa para el análisis de la demanda independientemente del tipo de usuario medido.

2. Almacenamiento de Energía

La tecnología avanza de manera acelerada, y en el caso del almacenamiento de energía se han madurado tecnologías que ofrecen posibilidades bastante mayores en este campo.

El almacenamiento de energía permite mayor dinámica en el perfil de demanda de los usuarios, a la vez que ofrece la posibilidad de conservar los hábitos de consumo. Los costos de este tipo de tecnologías reducen su implementación debido a la falta de incentivos para realizar dicha inversión y ver reflejado un retorno en determinado tiempo.

3. Otros dispositivos

Existen dispositivos automáticos que controlan o limitan la cantidad de energía en ciertos puntos de una instalación eléctrica, o incluso de un circuito completo en caso de los interruptores programables. Estos dispositivos permiten aumentar la posibilidad de gestionar las cargas a nivel de usuario final y podrían ser de gran utilidad en la aplicación de conceptos de uso racional de la energía y gestión de demanda.

En el mercado ya se encuentran también gran cantidad de electrodomésticos, usados principalmente en países donde existen precios dinámicos de la energía, que permiten programar el nivel de consumo dependiendo de la hora del día.

Existen desarrollos a nivel internacional de dispositivos automáticos de gestión de demanda, que recibe señales de variables como el precio de la energía, hábitos de consumo del usuario, entre otras, para a partir de estas programar las tareas típicas del usuario con el fin de optimizar costos y consumo de energía.

Se debe tener en cuenta que estas tecnologías no solo se componen de dispositivos electrónicos o de control, sino también de robustos y complejos sistemas de comunicación y software de control, que permita el flujo de información entre los puntos de la red y los diferentes agentes del mercado, lo cual supone retos adicionales en infraestructura de telecomunicaciones.

5. ANÁLISIS SISTÉMICO

La complejidad del problema objeto de estudio y la incertidumbre que representa la implementación de los PGD, llevan a la utilización de herramientas de estudio como el pensamiento sistemático, el cual es la base para metodologías científicas ampliamente reconocidas a nivel internacional como la Dinámica de Sistemas (DS), que permite el análisis de las variables del problema y las relaciones entre ellas, entre otras características [Sterman, 2000].

La metodología sistemática provee herramientas para el estudio de problemas que pueden resultar de la interacción de las partes de un sistema. La metodología sistemática se distingue de metodologías científicas clásicas de análisis de la realidad, principalmente, por la búsqueda de una posición más equilibrada del uso del método analítico y sintético, es en el método sistemático es igualmente importante el análisis como la síntesis.

5.1. Análisis de Variables

Para la utilización de la metodología de análisis sistemático, es necesario un claro entendimiento del sistema objeto de estudio, cabe aclarar que los sistemas son la suma de las partes que lo conforman con las interacciones entre las mismas. En este sentido, y para el caso específico del problema de la aplicación de PGD en el sector residencial en Colombia, se identificaron las principales variables que intervienen, tanto las endógenas como las exógenas.

Los PGD, además del concepto técnico, se pueden definir como un mecanismo de interacción entre dos agentes principales de la cadena de valor de la energía, Los OR o Comercializadores y los usuarios finales. Este concepto nos hace pensar que la definición de las variables para el estudio del problema debe tener en cuenta las particularidades de los dos agentes participantes.

En la Figura 4 se presentan las variables que tienen relevancia en el estudio del modelo. Las variables que se muestran dentro de cada cuadrado de la Figura 4, son las variables endógenas que afectan directamente al OR del sistema de distribución y las variables endógenas que afectan directamente al Usuario Final (UF). Este resultado hace parte de la revisión sobre experiencias internacionales y regulación colombiana, realizada en las secciones anteriores. La única variable exógena identificada es la política regulatoria, debido a que se pudo determinar que es necesaria una política regulatoria que incluya en Colombia las tarifas diferenciales horarias para la demanda residencial con el fin de que se pueda implementar PGD de manera exitosa.

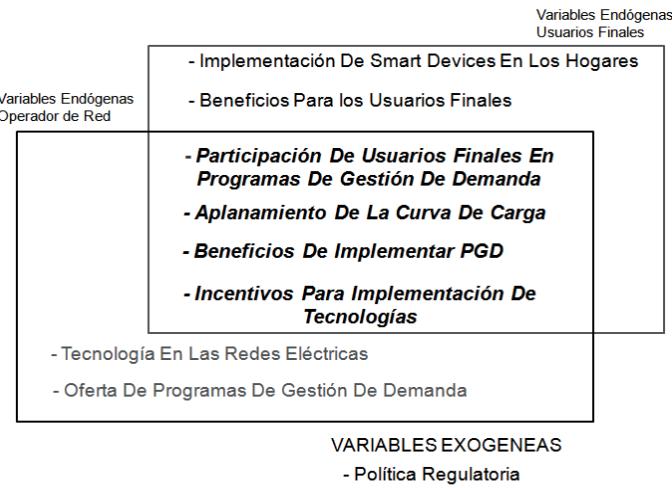


Figura 4: Clasificación de Variables para el Análisis con Sistémico.
Fuente. Elaboración Propia.

5.2. Análisis de causalidad

En la identificación de las variables que intervienen en el problema de estudio, la difusión de programas de gestión de demanda para el sector residencial en Colombia, es una parte importante del estudio, pero este se queda incompleto si además de ésta identificación no se definen las interacciones entre cada una de las variables y la interacción entre los dos agentes.

Para poder desarrollar este estudio de las interacciones entre las variables del problema, dentro de la metodología de análisis sistémico se propone el uso de diagramas causales, en los cuales se presentan las variables y las interacciones entre ellas por medio de lazos de realimentación positiva y negativa.

En la Figura 5 se muestra el Diagrama Causal del problema y define los ciclos de realimentación, los cuales representan además la interacción entre los agentes.

En el primer ciclo, se muestran las variables de las cuales depende principalmente el interés de los OR frente a los PGD. Los OR necesitan incentivos para la Implementación de Tecnología (I.T), los cuales dependerán de políticas regulatorias que permitan a través de mecanismos como la obligatoriedad, subsidios desmontables o mecanismos externos de compensación, lograr que cuenten con equipos especializados (ver sección 4.). La implementación de dicha tecnología será gradual y dependerá de los tiempos de adquisición y adecuación de equipos y software para las redes actuales de distribución. El tiempo de implementación es representado como un retardo (las dos líneas paralelas) entre los incentivos para I.T y la tecnología en la Red Eléctrica. Luego de generarse la implementación de tecnología, se asegura el éxito en la difusión de los PGD y se consigue el aplanamiento de la curva y los beneficios para la red de distribución, los cuales son: Mejor perfil de tensiones, menores niveles de demanda no atendida, aplazamiento de inversiones por aumento de capacidad, entre otros.

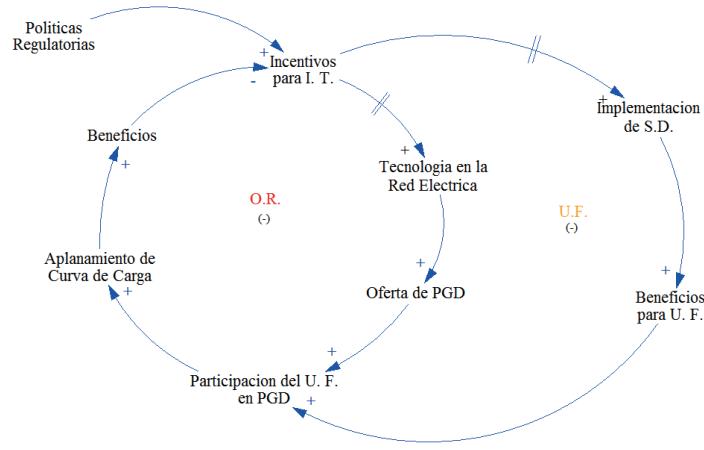


Figura 5: Diagrama causal para el estudio de la difusión de PGD en Colombia.

Fuente. Elaboración propia.

El segundo ciclo define la participación de los UF y la relación entre las variables que toman parte del problema. Para los UF también es necesario incentivos económicos que les permita adquirir e instalar Smart Devices (Electrodomésticos inteligentes, dispositivos de administración de energía eléctrica para el hogar, entre otros a los que hace referencia el término en inglés), dicha implementación le permitirá al UF tener beneficios, como la disminución en el gasto por el servicio de energía eléctrica, un menor impacto en sus hábitos y costumbres al implementar Smart Devices, además de

los beneficios asociados a una mejor calidad del servicio de energía como efecto de la masificación de los PGD. Con una mayor participación de los UF como agentes activos, se potencializa la eficiencia energética para todo el sistema eléctrico en el país.

Este diagrama causal está relacionado estrechamente con los primeros conceptos de PGD en Colombia, así como la prospectiva del desarrollo de los mismos.

5.3. Estrategia de implementación de pgd en el sector residencia en Colombia

A partir de las experiencias internacionales, análisis sistémico, los antecedentes y la prospectiva de la gestión de demanda, y, la regulación colombiana, se propone una estrategia de implementación por etapas de la gestión de la demanda en Colombia. La propuesta se divide en tres etapas como lo muestra la Figura 6.

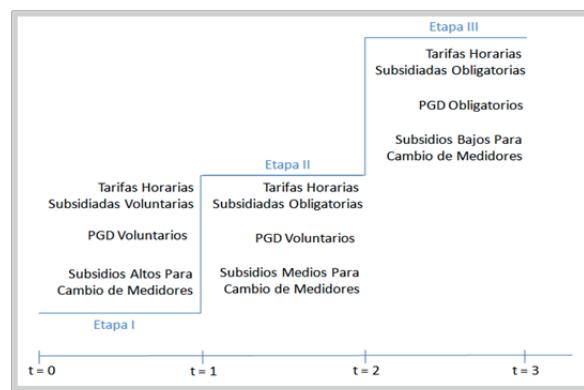


Figura 6: Estrategia de implementación de programas de gestión de demanda para el sector residencial en Colombia.

Fuente. Elaboración propia.

Antes de implementar la Etapa I, se plantea la posibilidad que el ente regulador colombiano, CREG, contemple la posibilidad de implementar tarifas de energía por franjas horarias, con amplias diferencias entre los precios de horas punta y los precios de horas valle. Exitosas experiencias internacionales como la de China e India [Jianhui, 2010]. respaldan este tipo de medidas. A continuación se explican los conceptos claves que componen las etapas propuestas para la implementación de PGD en Colombia,

Tarifas Horarias Subsidia Voluntarias: Esta primera etapa se supone como transición, por lo que se contempla el diseño de tarifas horarias suavizadas por posibles subsidios, desmontables en el futuro, con la intención de que el sistema de tarificación por franjas horarias gane adoptantes. En este punto la adopción de este sistema tarifario por parte de los usuarios debe ser voluntarios, ofreciendo especiales beneficios a los adoptantes.

PGD Voluntarios: En este punto se deben ofrecer programas de gestión de demanda para que los usuarios puedan elegir alguna opción y participar en programas de gestión de demanda de manera voluntaria. En este punto se requiere capacitación y asesorías para la participación en programas de gestión de demanda.

Subsidios Altos para Cambio de Medidores: Para la primera etapa se debe ofrecer subsidios altos que motiven el cambio de medidores convencionales por medidores que permitan la toma de lectura de manera horaria, la tele gestión y la comunicación bidireccional.

El objetivo a alcanzar con esta estrategia de implementación es lograr la máxima participación posible en PGD. Para lograr este objetivo se debe llegar a **Tarifas Horarias Obligatorias**, lo que significa que todos los usuarios deben tener este tipo de tarifa. Se debe hacer obligatoria la participación por parte de los usuarios en al menos un PGD, esto serían los **PGD Obligatorios**. Al final de la tercera etapa se debe desmontar los subsidios para el cambio de medidores, para que los usuarios traten de cambiar rápidamente los medidores convencionales y así puedan participar en PGD.

6. CONCLUSIONES

La gestión de demanda logra un uso eficiente y sustentable de la energía eléctrica a través de programas diseñados por las empresas comercializadoras según las características de consumos reales y tarifas propias de los usuarios finales a intervenir.

En el curso de la investigación se ha encontrado posibilidades de desarrollo e implementación de Programas de Gestión de Demanda en el mercado colombiano debido al creciente interés de parte de los diferentes agentes, ello puede evidenciarse en los múltiples trabajos e iniciativas al respecto.

La metodología de pensamiento sistemático puede ser usada como una herramienta inicial el estudio del problema de la implementación de programas de gestión de demanda en Colombia, dado que a partir de este análisis se pueden utilizar metodologías de modelado a largo plazo para observar el comportamiento de las alternativas propuestas o de otras que puedan surgir.

El problema se clasifica como un problema de difusión de tecnología, ya que el desarrollo de los PGD depende directamente del número de adoptantes o participantes, del mismo modo que en el crecimiento o masificación de una nueva tecnología.

6.1. Trabajos Futuros

Para el estudio del desempeño de las diferentes medidas o estrategias de implementación en el largo plazo, se puede hacer uso de modelos como el Modelo de Difusión. El modelo de Difusión es ampliamente utilizado para el análisis del comportamiento en el largo plazo de políticas o estrategias de implementación de nuevas tecnologías.

Dentro del análisis de difusión se espera encontrar las respuestas ante escenarios dos escenarios principales, alto y bajo porcentaje de penetración de tecnologías, tanto de cara a la red, como de cara al usuario. Adicionalmente, se puede analizar la influencia de diferentes escenarios, desde escenarios con cero incentivos hasta escenarios con una alta intervención por parte del Estado con fines a lograr la adquisición de dichas tecnologías.

7. AGRADECIMIENTOS

Es pertinente agradecer a todas las personas que de uno u otro modo colaboraron con la realización de este trabajo, en primera instancia a la Vicerrectoría de Investigación de la Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, quienes por medio de la Dirección de Investigación Sede Manizales – DIMA- apoyan la elaboración de este artículo como parte del proyecto de título “Caracterización de la demanda de energía eléctrica en Manizales para la integración de usuarios en programas de gestión eficiente de la demanda” y código 18613. También, queremos hacer extensivo el reconocimiento a los docentes del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, específicamente a los que participan en nuestra formación en los cursos de la Maestría en Ingeniería Eléctrica, pues han sido fundamentales sus aportes en nuestra formación.

REFERENCIAS

- Aponte J. C., Andrade J. F., MINMINAS, UPME. (2013). Proyección De Demanda De Energía Eléctrica en Colombia. Obtenido de http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_demandaa_electrica_eAbr_2013.pdf
- Banco Mundial. (2014). Consumo de Energía Eléctrica (kWh Per Capita) Indicadores de Desarrollo Mundial. Obtenido de http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.UE.ELEC.K.H.PC?cid=GPDes_28.
- Cappers P., Goldman C., y Kathan D. (2010). Demand Response In U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence. El Sevier, Energy 35 , 1526-1535.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2009). Resolución 183 del 18 de Diciembre del 2009. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2010). Resolución 063 de 2010. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. CREG. (2014). Estructura del Sector. Bogotá.
- Congreso de La República de Colombia. (2013). Informe de la Conciliación del Proyecto de Ley numero 278 de 2012. Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia.

- DG de Industria, Energía y Minas. (2012). Guía Básica de <http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobh=ea&der=application%2Fpdf&blobheadername1=Content-Di&sposition&blobheadervalue1=filename%3DGUISA+BASICA+DE+LA+GESTION.pdf&blobkey=id&blobtable=MongoBlobs&blobwhere=1181215451386&ssbinary=true>
- Energía Social, 2014, Avances PRONE. Disponible en: <http://www.energiasocial.com/co/obras+y+proyectos/1297109594681/avances+prone.html>
- Escudero A. C., B. S. (2006). Caracterización del Mercado de Energía Eléctrica para Usuarios No Regulados en Colombia. *Ensayos de Economía*. Colombia.
- Expertos En Mercados -XM-. (2012). ABC del Cargo Por Confiabilidad. Obtenido de <http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energa%20Firme/abc2.pdf>
- Expertos En Mercados -XM-. (2013). ABC del Cargo Por Confiabilidad. Obtenido de Faria P., Vale Z. (2011). Demand Response In Electrical Energy Supply: An Optimal Real Time. *El Sevier Energy* 35 , 5374 - 5384.
- Instituto Para La Diversificación y Ahorro De La Energía - IDEA. (2014). Programas de Ayudas Para La Rehabilitación de Edificios Residenciales PAREER. Obtenido de http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Presentacion_PAREER_IDAE
- Instituto Para La Diversificación y Ahorro De La Energía - IDEA. (2014). Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (Plan PIVE 5). Obtenido de <http://www.idae.es/index.php/reclcategoria.3986/id.778/relmenu.419/mod.pags/mem.detalle>
- Martines V. J., R. H. (2012). Desing of Demand Response Programs in Emerging Countries. *Power System Technology (POWERCON)* (págs. 1 - 6). IEEE.
- Ministerio de Minas y Energía. (2011). Programa nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, PROURE. Plan De Accion Indicativo 2010 -2015. Disponible en: <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Grupo%20de%20Participacion%20Ciudadana/ProgramacionDeUsoRacionalyEficienteDeLaEnergiaPROURE.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía. (2011). Sector Energía. Obtenido de http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2011/05-ENERGIA.pdf
- Ministrerio De Minas y Energía. (2012). Programa De Uso Racional y Eficiente De Energía Y Fuentes No Convencionales En Colombia - PROURE. Bogotá.
- Red Eléctrica España. (2012). Operación del Sistema Eléctrico, Gestión de Demanda. Obtenido de http://www.ree.es/operacion/gestion_demandas.asp
- Sterman J. (2000). *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex Word*. McGraw - Hill Higher Education.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2014). http://bi.superservicios.gov.co/o3portal/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI_COMERCIAL/VISTAINICIAL_ENERGIA%23_public
- Tang Y., X. F. (2010 (China International Conferenson)). Research Into Possibility Of Smart Industrial Load Participating Into Demand Response To Supply The Power System., (págs. 1-5). China.
- Torriti J., Hassan M. G., Leach M. (2010). Demand Response Experience In Europe: Policies, Programs and Implementation. *EL Sevier Energy* 35 , 1575 1583.
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (Diciembre de 2011). Informe Sectorial Sobre La Evolucion de la Distribución y Comercialización De Energía Eléctrica En Colombia. Obtenido de <http://www.asocodis.org.co/cms/docs/asocodis-correcciones-marzo-6.pdf>
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2013). Plan de Expacion de Referencia Generación - Transmisión. Bogotá.
- Unidad de Planeacion Minero Energética - UPME. (2004). Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano. Bogotá.
- VegaEnergy S.A.(2013). Que es el SPI. Obtenido de <http://www.smartgridvega.com/Inicio/%C2%BFQu%C3%A9eselSPI.aspx>.
- Venkatesan N., S. J. (2012). Residential Demand Response Model and Impact on Voltage Profile And Losses of an Electric Distribution Network. *Applied Energy (Article in press)* .