

**REVISIÓN DE ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA CON LA
FINALIDAD DE APLANAR LA CURVA DE DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA.**

**DANIEL ALFONSO CÁCERES MALDONADO
FABIO ANDRES ZULETA BENITES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2019**

**REVISIÓN DE ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA CON LA
FINALIDAD DE APLANAR LA CURVA DE DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA.**

**DANIEL ALFONSO CÁCERES MALDONADO
FABIO ANDRES ZULETA BENITES**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**DIRECTOR:
JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTINEZ
DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

**Con amor dedico este trabajo a mi familia,
Quienes han sido un apoyo incondicional
Para la realización de mis metas y
Crecimiento personal.**

FABIO ANDRES

**A Dios por estar en cada paso que doy,
A mis padres por apoyarme y darme consejos,
A Sofía Uribe por la motivación constante,
Y a todos mis amigos, quienes de una y otra forma aportaron en mi vida.**

DANIEL ALFONSO

AGRADECIMIENTOS

Los autores del proyecto agradecen a:

Dios por proveernos de sabiduría y salud para realizar este trabajo con éxito y culminar la Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

A nuestros familiares, quienes nos apoyaron desde niños y nos formaron con valores para enfrentarnos a una sociedad y poder servir a los demás.

A la Universidad Industrial de Santander “UIS” por brindarnos la oportunidad de pertenecer a la institución y tener una excelente formación.

Al director del proyecto: Doctor en Ingeniería Eléctrica Javier Enrique Solano Martínez, quien colocó su conocimiento y esmero en esta última etapa de su carrera profesional.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. OBJETIVOS	23
1.1 OBJETIVO GENERAL	23
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
2. ESTRATEGIAS DE GESTION DE LA DEMANDA.	24
2.1 GESTIÓN DE LA DEMANDA (DEMAND SIDE MANAGEMENT – DSM)	24
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA	26
2.2.1 Categorías DSM.	26
2.2.1.1 Eficiencia energética.	27
2.2.1.2 Respuesta de la demanda.	27
2.2.1.3 Respaldo a la demanda.	29
2.2.2 Política de gestión de la demanda.	29
2.2.2.1 Regulatoria.	29
2.2.2.2 Voluntaria.	30
2.2.2.3 Basada en mercados.	30
2.2.2.4 Financieras.	31
2.2.3 Implementadores de DSM.	31
2.3 ACCIONES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA	31
2.3.1 Curva de carga flexible.	32
2.3.2 Recorte de Picos.	32
2.3.3 Conservación estratégica.	33
2.3.4 Crecimiento estratégico de la carga.	33
2.3.5 Llenado de valles.	34
2.3.6 Cambio de carga.	34

2.4 PROGRAMAS DE GESTIÓN DE DEMANDA	34
2.4.1 Programas Basados en Incentivos (PBI).	35
2.4.2. Programas Basados en Precios (PBP).	37
 3. ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA UTILIZADAS DESDE EL OPERADOR DE RED (OR) Y EL CONSUMIDOR.	 40
3.1 ESTRATEGIAS DE ÉXITO DE LA DSM	40
3.1.1 Muralitharan K, Sakthivel R y Shi Yan.	40
3.1.2 Hamed Shakouri y Kazemi.	41
3.1.3 Xiao Hui y Hong Seungho.	41
3.1.4 Ahmoudi Nadali, Saha Tapan y Eghbal Mehdi.	42
3.1.5 Daryanian B, Bohn R y Tabors R.	42
3.1.6 Sharifia Reza, Fathia Seyyed y Vahidinasabb V.	43
3.1.7 Eissa M.M.	44
3.1.8 Albadi Mohamed y El-Saadany Ehab.	44
3.1.9 Xiao, Jin, Jae Yoon Chung, Jian Li, Raouf Boutaba y James Hong.	45
3.2 ESTRATEGIAS GUBERNAMENTALES ACERCA DE LA DSM	45
3.2.1 Holanda.	45
3.2.2 México.	46
3.2.3 Brasil.	46
3.2.4 Costa Rica.	47
3.2.5 Estados Unidos.	47
3.2.6 China.	47
3.2.7 Italia.	48
3.2.8 Reino Unido.	48
3.2.9 Colombia.	49
 4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS SOBRE LAS METODOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA.	 52

4.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS PROGRAMAS BASADOS EN INCENTIVOS (PBI)	52
4.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS PROGRAMAS BASADOS EN PRECIO (PBP)	55
5 ESCENARIOS CONVENIENTES DE LA DSM CON INTERCONEXIÓN Y SIN INTERCONEXIÓN A UN SISTEMA DE POTENCIA.	57
5.1 DSM CON INTERCONEXIÓN	57
5.2 DSM SIN INTERCONEXIÓN	58
6. CONCLUSIONES	59
BIBLIOGRAFÍA	61

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características de los programas basados en incentivos	36
Tabla 2. Características de los programas basados en precios	38
Tabla 3. Ventajas y desventajas de los programas basados en incentivos	53
Tabla 4. Ventajas y desventajas de los programas basados en precios	55

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Curva de demanda energética.	24
Figura 2. Categorías de la gestión de la demanda	26
Figura 3. Componentes Open-ADR	28
Figura 4. Principales acciones de gestión de la demanda	31

GLOSARIO

AUTOGENERADOR: según la resolución CREG 119 de 1998, define en usuario que genera energía eléctrica exclusivamente para atender su propia demanda. Por lo tanto, solo usa la red eléctrica para obtener el respaldo del Sistema Interconectado Nacional.

AUTOGENERADOR A PEQUEÑA ESCALA (AGPE): según la CREG 030 de 2018 los autogeneradores AGPE son aquellos con una capacidad instalada inferior o igual a 1000 kW.

CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA: según la resolución CREG 024 de 2005, se define como el conjunto de calificadores de fenómenos inherentes a la forma de onda de la tensión, que permiten juzgar el valor de las desviaciones de la tensión instantánea con respecto a su forma y frecuencia estándar, así como el efecto que dichas desviaciones pueden tener sobre los equipos eléctricos u otros.

CONSUMO ELÉCTRICO: cantidad de energía eléctrica activa que gasta el usuario por medio de los diferentes aparatos utilizados en un período determinado.

CURVA DE CARGA DIARIA: picos o valles obtenidos en intervalos de tiempo. De acuerdo a los diferentes sectores, se tiene una curva de carga diaria característica.

Despacho del sistema eléctrico: actividades que realiza los expertos en mercado (XM) como: coordinación, supervisión y control de las operaciones de generación, transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de garantizar que se cumplan las normas de calidad y optimizar el uso de la energía primaria.

ENERGÍA: capacidad que tiene un cuerpo para producir un trabajo. Se manifiesta cuando un cuerpo pasa de un estado a otro estado.

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA: implementación, modificación o propuesta de un modelo que refleje el comportamiento de la demanda, a partir de una base de datos reales o estadísticos. Para escoger dicho modelo es posible implementar técnicas matemáticas, que pueden ser estadísticas, inteligencia artificial o micro áreas.

EFICIENCIA ENERGÉTICA: capacidad de realizar el mismo trabajo con menor consumo de energía.

FACTOR DE DEMANDA: relación entre la demanda máxima y la carga total conectada al sistema.

FACTOR DE POTENCIA: relación de potencia activa y la potencia aparente. Por consiguiente, es el ratio de potencia útil medida en kilovatios (kW).

FACTOR DE PLANTA: relación entre la energía eléctrica producida por un generador durante un intervalo de tiempo y la energía que el generador hubiera producido durante un año completo.

GESTIÓN DE DEMANDA: proyección y ejecución de medidas propuestas a influir en el consumo de energía eléctrica con el fin de cambiar la curva de la demanda de energía eléctrica. Con ellas se favorece a una gestión más eficiente del sistema eléctrico.

LÍMITE DE CONFIABILIDAD DE ENERGÍA: máximo nivel de riesgo en el suministro de la demanda de energía.

PRECIO SPOT: es el precio de bolsa. El mayor precio que las generadoras que fueron programadas en el despacho ideal ofertan.

PROGRAMAS BASADOS EN INCENTIVOS: descuentos realizados en el precio de la energía eléctrica según el programa en el cual el usuario se encuentre, con el fin de trasladar este consumo a otros intervalos de tiempo y/o reducir la demanda pico.

PROGRAMAS BASADOS EN PRECIO: a través de tarifas fijas los usuarios programan su consumo y de acuerdo a los precios de energía toman decisiones con el fin de aplanar la curva de demanda.

PROGRAMAS DE MERCADO DE CAPACIDAD: programa usado cuando los usuarios se comprometen a reducir su consumo energético cuando el sistema eléctrico lo requiera.

PROGRAMAS DE RESPUESTA A LA DEMANDA DE EMERGENCIA: programa usado para incentivar la desconexión de la demanda cuando las reservas de generación de energía eléctrica son bajas.

REDES INTELIGENTES: redes del sistema eléctrico junto con un sistema de comunicaciones que tienen la capacidad de mejorar en tiempo real el uso de los recursos de la red eléctrica.

RESERVA DE ENERGÍA: cantidad de energía que se posee de reserva luego de despachar las generadoras para satisfacer la curva de demanda del periodo considerado.

SERVICIO DE CONEXIÓN: conjunto de medios y elementos de control, seguridad y protección para la conexión eléctrica.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL: según la CREG 025 de 1995, es el conjunto de líneas eléctricas, subestaciones, equipos de compensación y transformadores que operan a tensiones superiores o iguales a 220 kV.

TARIFA: según la CREG 077 de 1997, es el valor unitario que el prestador del servicio puede cobrar a los usuarios de electricidad, resultante de aplicar el Costo de Prestación del Servicio (CPS).

TARIFAS INTERRUMPIBLES: los operadores de red suministran unas tarifas a los usuarios que tienen que dar una respuesta rápida a las necesidades del sistema eléctrico.

TRANSMISIÓN: transporte, operación y mantenimiento de las redes de transmisión de energía eléctrica, ya sean nacionales o regionales.

RESUMEN

TÍTULO: REVISIÓN DE ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA CON LA FINALIDAD DE APLANAR LA CURVA DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA*

AUTORES: FABIO ANDRÉS ZULETA BENITES, DANIEL ALFONSO CÁCERES MALDONADO**

PALABRAS CLAVE: gestión de la demanda, energía eléctrica, estrategias.

DESCRIPCIÓN: La gestión de la demanda, son las diferentes medidas que los gobiernos, en conjunto con los operadores de red y los usuarios, utilizan para influir en el consumo de la electricidad en diferentes sectores, produciendo un cambio en el patrón de consumo y de esta manera modificando la curva de demanda de energía eléctrica.

La presente investigación, tiene como objetivo realizar la revisión de la literatura sobre las diferentes estrategias de gestión de la demanda (por sus siglas en inglés: DSM), desde el punto de vista del operador y del consumidor, con la finalidad de aplanar la curva de la demanda de energía eléctrica. Este documento presenta el estado actual en que estas metodologías se están desarrollando, y relaciona ejemplos de diversos autores, con estudios aplicados y resultados favorables en el mejoramiento de sistemas de distribución de energía eléctrica. Luego, se establece un análisis comparativo, en el cual, de acuerdo a las ventajas y desventajas planteadas, se propone que tipo estrategia es la mejor para dos tipos de escenarios: uno interconectado y otro no interconectado a un sistema de potencia.

Finalmente, como resultado de este análisis, se observa que los programas de gestión de la demanda, son convenientes para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico y brindar beneficios a los involucrados: usuarios, operadores de red y gobiernos.

* Monografía

** Escuela de Ingenierías Físico-Mecánicas. Facultad de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: Javier Enrique Solano Martínez. Ingeniero PhD.

ABSTRACT

TITLE: REVIEW OF DEMAND MANAGEMENT STRATEGIES TO FLAT THE ELECTRIC POWER DEMAND CURVE*

AUTHORS: FABIO ANDRÉS ZULETA BENITES, DANIEL ALFONSO CÁCERES MALDONADO**

KEYWORDS: Demand management, electricity, strategies.

DESCRIPTION: Demand management is the different measures that governments, network operators and users, use to influence the consumption of electricity in different sectors, producing a change in the consumption pattern, modifying the electric power demand curve.

The objective of this research is to review the literature on the different demand management strategies (DSM), from the point of view of the operator and the consumer, in order to flat the demand curve for electricity. This document presents the current state in which these methodologies are being developed, and some examples of other authors, with applied studies and favorable results in the improvement of electric power distribution systems. Then, a comparative analysis is established, which, according to the advantages and disadvantages found, it is proposed that type of strategy like the best option for two types of scenarios: one interconnected and another one not interconnected to a power system.

Finally, as a result of this analysis, it is observed that demand management programs are convenient for improving the reliability of the electricity system and providing benefits to those involved: users, network operators and governments.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of electrical engineering, electronics and telecommunications. Director: Javier Enrique Solano Martínez. Ingeniero PhD Engineer.

INTRODUCCIÓN

La globalización impone desafíos climáticos, paralelamente, el interés por la eficiencia energética y los avances tecnológicos en las telecomunicaciones, han implicado diversos cambios en la operación y gestión de las redes eléctricas. Como ejemplo de estos cambios se encuentran las redes inteligentes, las cuales, buscan que la transmisión de energía eléctrica sea más eficiente, segura y continua, reduciendo los costos correspondientes a la inversión en infraestructura eléctrica y los usuarios pueden tener un mayor control de su consumo en tiempo real¹. Además de diversos beneficios técnicos, ambientales y económicos².

Adicionalmente, ante a la creciente demanda energética que existe en todos los países, en algunos de ellos como: China³, Italia⁴, España⁵, Alemania⁶, Japón⁷, Holanda⁸, Estados Unidos⁹, se han implementado diferentes acciones cuyo fin es influir en los hábitos que tienen los usuarios sobre el consumo de energía eléctrica, como: disminuir el pico de la curva de la demanda y homogeneizar la curva de la demanda del sistema eléctrico mediante programas de gestión de la demanda. Por

¹DÍAZ, C; HERNÁNDEZ, J. Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica. S&T, 2011. p. 53-81.

²PALIWAL, Priyanka; PATIDAR, N and NEMA, Rajesh. Proceedings of IEEE Southeastcon: A Comprehensive Survey of Optimization Techniques used for Distributed Generator Siting and Sizing, 2012. p. 1.

³GÓMEZ, Juan; CARVAJAL, Sandra y ARANGO, Adriana. Energética: Demand response programs for residential sector in Colombia: Systems thinking approach, 2014. p. 75.

⁴Ibíd., p. 75.

⁵Ibíd., p. 75.

⁶MÜLLER, Theresa. IEEE Conference: The Role of Demand Side Management for the System Integration of Renewable Energies, 2017. p. 1-6.

⁷CHENG, Chia-Chin. Electricity demand-side management for an energy efficient future in China: technology options and policy priorities, 2005. p. 248-262.

⁸INTERNATIONAL COPPER ASSOCIATION. Sustainable Electrical Energy: The Business Case for Electrical Energy Efficiency - Europe.2005.

⁹U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them. (2006). [En línea] [Recuperado 16 Agosto de 2019] Disponible en: <https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-1252d.pdf>

consiguiente, es necesario que los operadores de red y los consumidores realicen una gestión de la demanda, puesto que, por una parte, para estas empresas, un cambio o reducción en la curva de la demanda puede significar el aplazamiento de la inversión de nuevos proyectos para generar energía eléctrica, reducción del precio de transporte y distribución de energía eléctrica y la mejora en la confiabilidad del sistema eléctrico; y para los consumidores, a través del cambio del consumo de energía a periodos de horas valle y una buena gestión energética se efectúa una reducción en el precio de la factura¹⁰.

La gestión de la demanda puede ser usada como una herramienta para desacelerar el aumento de la demanda de energía eléctrica y con ello diferir la inversión de la capacidad instalada en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En Colombia, se encuentran iniciativas que permiten avanzar hacia la gestión de la demanda. Ejemplo de ello: el artículo 31 de la ley 1715 de 2014¹¹, faculta a la CREG para que cree regulaciones que permita a la demanda desplazar su consumo a periodos de horas valle para aplanar la curva de la demanda y mejore la confiabilidad del sistema de acuerdo a lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía. La resolución CREG 116 de 2013¹², “relaciona la verificación y liquidación de la demanda desconectable voluntaria y el cálculo de la disponibilidad dentro de la remuneración real individual diaria del cargo por confiabilidad”. La resolución CREG 098 de 2014¹³, “regula la respuesta de la demanda para el mercado en

¹⁰BAHARLOUEI, Zahra; HASHEMI, Massoud. IEEE Conferences a Review: Demand Side Managemete Challenges in Smart Grid, 2013. p. 96-101.

¹¹COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715 de 2014. [En línea] [Recuperado 13 febrero de 2019] Disponible en: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

¹²COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 116 del 30 Agosto 2013. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

¹³COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 098 del 23 Diciembre 2014. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

condiciones de escasez”. La resolución CREG 011 de 2015¹⁴, “regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica”. La resolución CREG 025 de 2016¹⁵, utiliza al Centro Nacional de Despacho para activar el programa de respuesta de la demanda en el predespacho ideal. Finalmente, la resolución CREG 029 de 2016¹⁶, define el esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados en el sistema integrado nacional para promover el ahorro voluntario de energía.

Estas resoluciones se promulgan ante a la necesidad de realizar acciones de gestión de la demanda para modificar la curva de la demanda energética y así, obtener un impacto positivo en el crecimiento de la demanda energética, la cual, según XM tuvo un crecimiento de 1.3% en el año 2017 con respecto al año anterior¹⁷. Por otra parte, la demanda de usuarios regulados de energía eléctrica entre las 6 p.m. y 10 p.m. aumenta casi el doble en comparación con el consumo eléctrico entre las horas 4 a.m. y 7 a.m., lo que hace que la curva de consumo eléctrico del país tenga un cambio muy pronunciado en el transcurso del día¹⁸. Por consiguiente, es necesario crear programas de gestión de la demanda como lo muestra la ley 1715 de 2014.

¹⁴COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 011 del 12 Febrero 2015. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

¹⁵COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 025 del 03 Marzo 2016. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

¹⁶COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 029 del 07 Marzo 2016. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

¹⁷COLOMBIA. XM. Informe de operación del SIN y administración del mercado. [En línea] [Recuperado 20 Agosto 2018] Disponible en: <http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/4-1-Demanda-de-energia-nacional.aspx>

¹⁸COLOMBIA. XM. Consumo histórico de la demanda. [En línea] [Recuperado 20 Agosto de 2018] Disponible en: <http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>

Para realizar la ejecución de estos programas es necesario poseer una red eléctrica inteligente¹⁹, la cual, cuente con medición y monitoreo y se transmita los datos en tiempo real, tanto para los usuarios como para el operador de red, permitiendo controlar el consumo de forma directa. Asimismo, se necesita crear y fortalecer los vínculos financieros del usuario con la empresa prestadora del servicio.

En esta monografía se realiza una revisión de la literatura sobre estrategias de gestión de la demanda: desde el punto de vista del operador y del consumidor. Y así, obtener los criterios para definir cuáles metodologías son más convenientes para dos escenarios: con interconexión y sin interconexión a un gran sistema de potencia.

La estructura del presente informe contiene 5 capítulos, que aborda la definición y las diferentes estrategias de demanda, las ventajas y desventajas de estas metodologías identificadas y las conclusiones de las metodologías que son más convenientes para los dos escenarios propuestos.

El Capítulo II realiza una revisión de la literatura sobre la gestión de la demanda, definiendo sus políticas, categorías e implementadores. Asimismo, se describe las acciones de gestión de la demanda, las cuales tienen por objetivo aplanar la curva de la demanda.

El Capítulo III describe en detalle los programas de gestión de la demanda eléctrica, que han sido presentados con el fin de modificar el perfil de consumo de energía eléctrica, de acuerdo con la clasificación establecida.

¹⁹RAHMANI-ANDEBILI, Mehdi. Electric Power Systems Research: Modeling nonlinear incentive-based and price-based demand response programs and implementing on real power markets. Volume: 132, 2016. p. 132, 115–124.

El Capítulo IV se presenta las ventajas y desventajas sobre las metodologías de los programas de gestión de la demanda, y se realiza una descripción de los diferentes trabajos realizados de acuerdo con la revisión de la literatura.

El Capítulo V identifica las metodologías más convenientes para un escenario interconectado y para un escenario no interconectado a un sistema de potencia.

Finalmente, se presenta la síntesis de las conclusiones más relevantes a la implementación de programas y mejora de las acciones de la gestión de la demanda.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una revisión de la literatura sobre estrategias de gestión de la demanda con la finalidad de aplanar la curva de la demanda de energía eléctrica para sistemas interconectados y no interconectados.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Realizar una síntesis, a partir de una revisión de la literatura, de las metodologías que consideren estrategias de gestión de la demanda desde el operador de red y desde el consumidor.

Elaborar un análisis comparativo de las ventajas y desventajas de las metodologías identificadas.

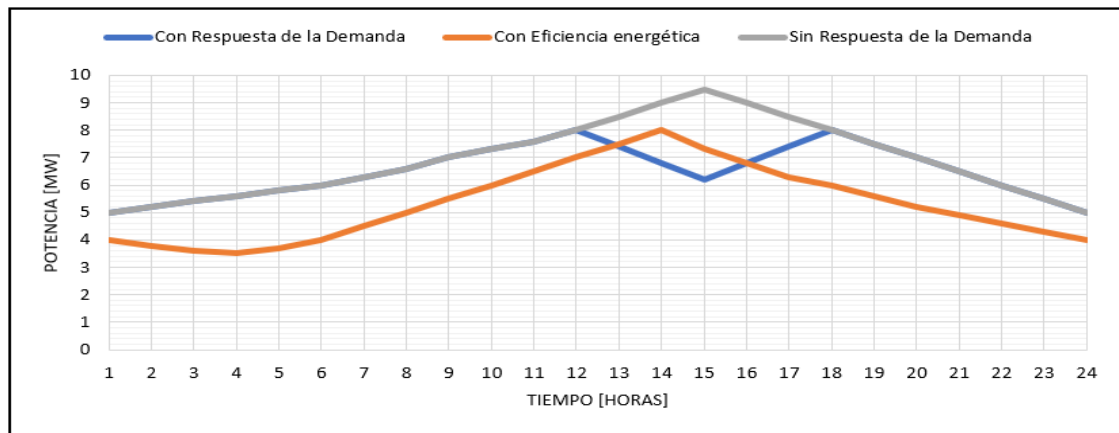
Identificar las metodologías más convenientes para un escenario interconectado y para un escenario no interconectado a un sistema de potencia.

2. ESTRATEGIAS DE GESTION DE LA DEMANDA.

2.1 GESTIÓN DE LA DEMANDA (DEMAND SIDE MANAGEMENT – DSM)

El concepto de gestión del lado de la demanda (DSM por sus siglas en inglés) fue introducido por primera vez por Clark Gellings²⁰ (Electric Power Research Institute, EEUU.) en 1985, el cual se define como las diferentes actividades de gestión de la demanda promovidas directa o indirectamente; por consiguiente, se puede modificar el consumo energético. A su vez, se definieron las políticas de la gestión del lado de la demanda las cuales son: “minimizar la demanda máxima, mejorar el factor de carga, mejorar la operación y planificación del sistema, maximizar la calidad y la confiabilidad del servicio y permitir la participación del cliente en la nueva estructura del mercado”²¹.

Figura 1. Curva de demanda energética.



Fuente: Autores

La gestión de la demanda (DSM), hace referencia a los diferentes tipos de actividades que se implementan para influenciar en el uso de la energía eléctrica y

²⁰ GELLINGS, Clark. Proceedings of the IEEE: The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. Volume: 73, 1985. p. 1468.

²¹ GABALDBN, A, et al. IEEE Conferences: Assessment and Simulation of Demand-Side Management Potential in Urban Power Distribution Networks. Volume: 4, 2003. p. 5-6.

se produzcan cambios en la forma de consumo homogeneizando la curva de la demanda de energía eléctrica, asimismo, mejorar la estabilidad y confiabilidad de la red. La DSM comprende tres acciones: eficiencia energética, autogeneración y gestión de la carga.

La DSM, involucra diversos participantes como los son: gobiernos, operadores de servicios de energía eléctrica y usuarios finales. Estos, tienen la tarea de planear, crear e implementar las diferentes alternativas que se pueden aplicar como lo son: cambio de bombillos incandescentes, mejoramiento de sistemas de refrigeración por sistemas eficientes, variación de precios por consumos de energía eléctrica en diversos horarios, modificación de los sistemas eléctricos de una empresa, desconexión de la carga en horas donde el precio de la electricidad es alto.

El objetivo principal de la gestión de la demanda según Palensky²², es influir en la demanda de energía eléctrica, trasladando los consumos en donde la demanda es más baja, pero esto, no necesariamente significa una disminución de consumo de energía eléctrica. Asimismo, la implementación de generación distribuida también promueve la gestión de la demanda²³, generando energía eléctrica y consumiéndola inmediatamente cuando esté disponible, convirtiendo al usuario en un autogenerador AGPE²⁴.

²²PALENSKY, Peter; DIETRICH, Dietmar. IEEE Transactions on Industrial Informatics: Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. Volume: 7, 2011. p. 382.

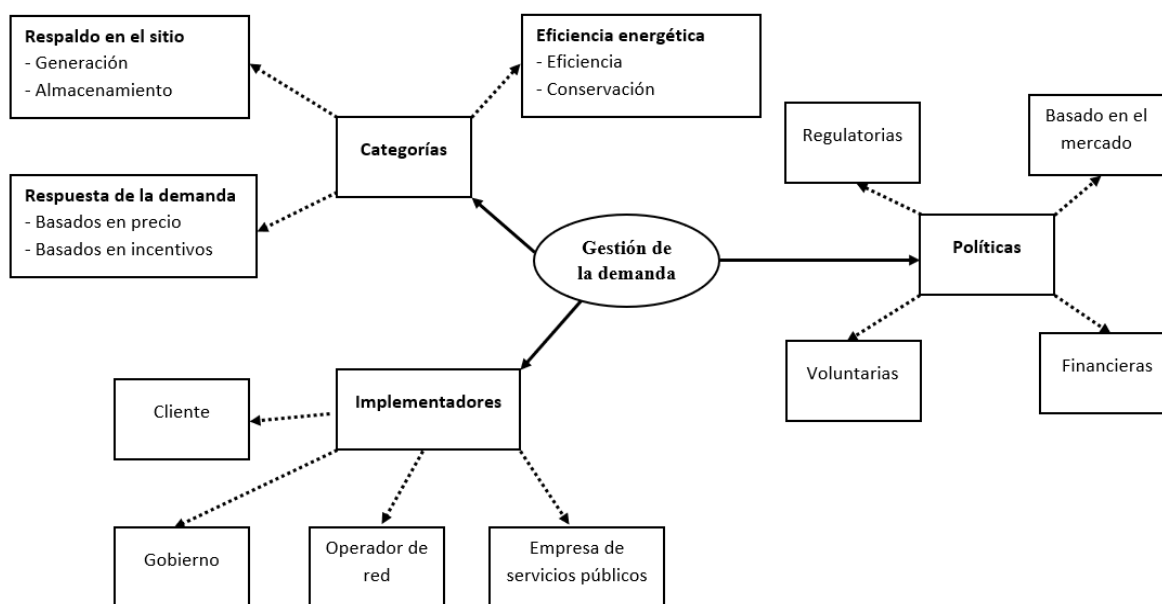
²³RESTREPO, Álvaro; NOPE, Sandra y ENRÍQUEZ, Delio. Beneficios Económicos de la Gestión de la Demanda y la Energía Autogenerada en el Contexto de la Regulación Colombiana. Facultad de Ingeniería de Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad del Cauca. [En línea] [Recuperado 14 Mayo de 2019] Disponible en: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642018000100105

²⁴COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 030 del 26 Febrero 2018. [En línea] [Recuperado 27 Mayo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA

Según Peter Warren²⁵, existen tres partes que conforman la gestión de la demanda: categorías, implementadores y políticas. Las categorías se dividen en la respuesta de la demanda y la eficiencia energética: la primera de ellas, son los diferentes programas basados en precio o incentivos que hacen que los usuarios cambien el consumo de energía durante las horas pico; y la segunda hace referencia a reducir la demanda total de energía mediante mejoras en equipos o procesos. Las políticas de gestión se dividen en cuatro categorías: regulatoria, basada en el mercado, voluntaria y financiera. Y finalmente los implementadores quienes son gobiernos, diseñan los programas y se implementan a través de los operadores de red.

Figura 2. Categorías de la gestión de la demanda



Fuente: A review of demand-side management policy in the UK. p. 943

2.2.1 Categorías DSM. A continuación, se realiza una breve explicación de las categorías en las que se divide la gestión de la demanda.

²⁵WARREN, Peter. Renewable and Sustainable Energy Reviews: A review of demand-side management policy in the UK. United Kingdom. Volume: 29, 2014. p. 943–944.

2.2.1.1 Eficiencia energética. Los usuarios de energía eléctrica buscan reducir la demanda de energía haciendo sus procesos más eficientes. Herramientas como el estudio de eficiencia energética, orientan al usuario a realizar los cambios requeridos en sus instalaciones y equipos, adoptando equipos industriales modernos, electrodomésticos con nuevas tecnologías, equipos de climatización, mejorando las instalaciones físicas ajustando el plan de mantenimiento, con el fin de disminuir el consumo de energía eléctrica²⁶.

2.2.1.2 Respuesta de la demanda. La respuesta de la demanda implica un programa de manejo de carga a corto plazo que apunta a influir en el comportamiento del consumo energético. La cual, se define como los cambios que los usuarios tienen en el uso de la electricidad a partir de sus patrones de consumo en respuesta al cambio de precio de la energía eléctrica en ciertas horas del día, induciendo un menor uso de la electricidad en momentos de precios altos. Los programas de respuesta de la demanda se encargan de desplazar la carga de la zona pico a las zonas de valles, siendo controlados voluntaria o involuntariamente por parte del operador de red, afectando directamente a la carga. Por consiguiente, otras técnicas de gestión de la demanda están siendo reemplazadas gradualmente por programas de respuesta de la demanda en el nuevo entorno del mercado eléctrico²⁷.

El incentivo en mejores precios de la energía eléctrica por uso en horas de menor demanda energética, es aprovechado para tener un ahorro en las facturas de energía, al mismo tiempo la curva de demanda energética sufre modificaciones, bajando sus picos en incrementando sus valles²⁸.

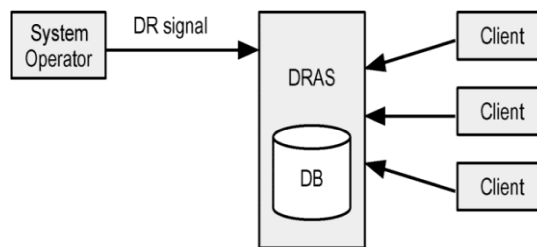
²⁶HUSSEIN, Jumma Jabir, *et al.* Impacts of Demand-Side Management on Electrical Power Systems. *Energies a Review*. Malaysia. 2018. p. 3.

²⁷Ibíd., p. 3-4.

²⁸ASSOCIATION OF EDISON ILLUMINATING COMPANIES. Load Research Committee Demand Response Measurement & Verification Applications for Load Research, 2009. p. 9-10.

Un sistema automatizado para la respuesta de la demanda, llamado en inglés Open ADR, y desarrollado por el grupo de investigación líder del Centro de Investigación de Respuesta a la Demanda (DRRC) en el Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley, se basa en la implementación de código abierto de una infraestructura con respuesta de la demanda orientada al cliente-servidor. Sus principales componentes son los siguientes (Fig. 3)²⁹:

Figura 3. Componentes Open-ADR



Fuente: Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. p. 384

- Servidor de automatización de respuesta de la demanda (DRAS).
- EL DRAS en el sitio del cliente.
- Internet como infraestructura de comunicación.

En el lado del cliente, se encuentra una biblioteca de comunicación, utilizada por los operadores para que su producto sea compatible con el sistema Open ADR. Los clientes pueden suscribirse a los programas de la respuesta de la demanda, como precios pico críticos o licitaciones de demanda, y el DRAS sirve como plataforma de mercado y administrador de suscripciones. Manteniendo una base de datos de los clientes participantes y el programa al que están suscritos³⁰. Si, por ejemplo, un operador del sistema emite un mensaje de emergencia al DRAS, el

²⁹PALENSKY, Op. cit., p. 384.

³⁰PALENSKY, Op. cit., p. 384-385.

servidor reenvía el mensaje a todos los clientes que participan en el programa de emergencia.

2.2.1.3 Respaldo a la demanda. La capacidad de generación eléctrica instalada es importante, puesto que debe ser la ideal y estar siempre dispuesta a atender la demanda. La gestión de la demanda busca bajar la curva de demanda de energía en las horas pico para tener un mejor margen de confiabilidad en la respuesta de la capacidad instalada³¹.

Con la implementación de la generación distribuida que utiliza energías renovables como energía solar fotovoltaica, es aprovechada por cualquier usuario para así convertirse en autogenerador AGPE cubriendo parte de su demanda y en ocasiones aportando energía a la red eléctrica como respaldo de la capacidad de generación instalada.

2.2.2 Política de gestión de la demanda. Las políticas de la gestión de la demanda son acciones tomadas por el marco regulatorio eléctrico con el fin incentivar a los usuarios finales a modificar sus consumos. Estas políticas son: regulatorias, voluntarias, basadas en mercados y financieras. A continuación, se explica cada una de ellas.

2.2.2.1 Regulatoria. Las políticas regulatorias, son aquellas que realizan los gobiernos o los operadores de red para seguir unos estándares a nivel mundial y fomentan una adecuada gestión de la demanda, ejemplo de ello tenemos³²:

³¹HUSSEIN, Op. cit., p. 5.

³²WARREN, Op. cit., p. 944.

1. Los productos (electrodomésticos, equipos, instalaciones) sigan unos estándares, los cuales se operen de manera eficiente con el fin de reducir el consumo energético.
2. Los equipos tengan la etiqueta del producto, así, el usuario final realiza la comparación y escoge el de mayor eficiencia energética.
3. Obligaciones o normas para uso del sistema eléctrico.

2.2.2.2 Voluntaria. Se establecen campañas de sensibilización y capacitación sobre la gestión de la demanda, programas informativos, acuerdos voluntarios con las empresas comercializadoras, con el fin de reducir el consumo de energía eléctrica, mejorando la eficiencia o pasando el consumo a horas valle³³.

2.2.2.3 Basada en mercados. Son los diferentes programas de comercio, transformaciones del mercado, tarifas de respuesta a la demanda que incluyen³⁴:

1. Oferta de demanda: Los principales consumidores ofertan por restricciones de carga específicas. Los consumidores se mantienen a una tasa fija y reciben pagos altos cuando los precios de la energía eléctrica en grandes cantidades son altos.
2. Precios en tiempo real: Los costos de generación de electricidad oscilan en el tiempo y los precios promedio del sistema se fijan acorde a los costos. En este programa, los consumidores pagan tarifas que son una función de las tasas reales de mercado. Los precios generalmente se suministran cada hora o un día antes para permitir la planificación previa. Por lo tanto, las tarifas variarán dependiendo de las fluctuaciones en el suministro de electricidad.

³³Ibíd., p. 944.

³⁴SHARIFIA, Reza; FATHIA, Seyyed and VAHIDINASABB V. Renewable and Sustainable Energy Reviews: A review on Demand-side tools in electricity market. Volume: 72, 2017. p. 565–572.

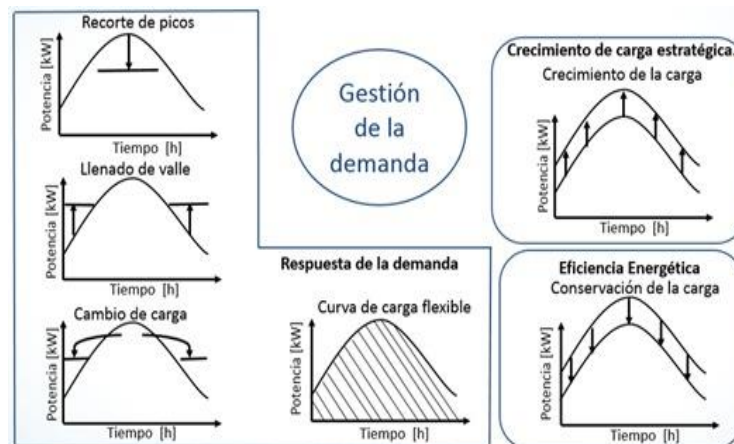
2.2.2.4 Financieras. Los incentivos financieros como: prestamos, subsidios, cargos de beneficios, desarrollo de investigaciones y el apoyo regulatorio son determinantes clave del éxito de una política de gestión de la demanda. Este tipo de incentivos operan de forma indirecta consiguiendo que la demanda responda a las señales económicas que rige el mercado, motivados por el ahorro energético y por incentivos especiales, que para los comercializadores son traducidas en ahorros económicos para sus planes de expansión en sus sistemas de distribución.

2.2.3 Implementadores de DSM. Los gobiernos deben dirigir las políticas de la gestión de la demanda para que los operadores de red y los usuarios finales tengan las herramientas necesarias con el fin de ejecutar las mejores estrategias de la DSM.

2.3 ACCIONES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA

Las acciones de gestión de la demanda, son objetivos finales sobre la curva de demanda, que diferentes estrategias pueden lograr. Dependiendo del objetivo sobre el perfil de consumo, la figura 4 describe las acciones que se pueden presentar.

Figura 4. Principales acciones de gestión de la demanda



Fuente: History of Demand Side Management and Classification of Demand Response Control Schemes. p. 1.

Las nuevas tecnologías de ahorro de energía eléctrica, las tarifas de consumo de energía eléctrica, los incentivos monetarios, las políticas de los gobiernos que se implementan en la gestión de la demanda para disminuir la demanda máxima y no requerir la ampliación de la capacidad instalada de generación e implementación de nuevas redes de distribución y transmisión son un conjunto de acciones requeridas y planificadas entre los gobiernos, operadores de red y usuarios³⁵.

2.3.1 Curva de carga flexible. El cambio de carga se realiza de forma anticipada, incluyendo las actividades del lado de la demanda, donde se desplaza la carga de las horas pico a las horas valle. Entre los criterios que utiliza este perfil, el más importante es la fiabilidad.

La forma de la carga es flexible, por lo cual los comercializadores presentan a los clientes diferentes opciones en cuanto a las variaciones en la calidad de servicio que están dispuestos a permitir a cambio de diversos incentivos.

Los programas que se encuentran dentro de este perfil se manejan como variaciones de carga interrumpible, por lo cual es necesario poseer dispositivos de control de carga de los diferentes clientes individuales, lo cual en el momento de que el operador de red lo necesite, desconecte la carga³⁶.

2.3.2 Recorte de Picos. Representa una de las principales acciones de gestión, la cual es la reducción de picos, mediante el ahorro o privación del consumo. Esta acción es fundamental cuando se requiere reducir costos de generación en horas de alta demanda, así como la capacidad instalada en diseño y planeación.

³⁵LAMPROPOULOS, Ioannis, *et al.* History of Demand Side Management and Classification of Demand Response Control Schemes: Department of Electrical Engineering Eindhoven University, the Netherlands. 2013. p. 1-5.

³⁶GELLINGS, Op. cit., p. 1469.

El recorte de picos va de la mano del llenado de valles y su principal objetivo es reducir las diferencias que se encuentran en los niveles de carga de las horas valle y las horas pico en la curva de demanda mejorando la confiabilidad de la red distribución de energía eléctrica³⁷.

La reducción de las cargas máximas de los sistemas se puede implementar con tarifas diferenciadas entre horas pico y horas valles, igualmente, si el operador de red tiene acceso a la desconexión remota de los usuarios mediante el uso de control de carga directa en los electrodomésticos, instalaciones o equipos industriales³⁸.

2.3.3 Conservación estratégica. La conservación estratégica es el cambio en la forma de la carga que resulta de los programas estimulados por los operadores de red dirigidos al cambio de la carga energética del usuario.

El usuario realiza un cambio en su carga eléctrica: equipos, electrodomésticos, instalaciones, sistemas de climatización, entre otros, a tecnologías con mayor eficiencia. Esto implica una reducción de la demanda energética³⁹.

2.3.4 Crecimiento estratégico de la carga. Es el crecimiento del consumo eléctrico de los usuarios a través de incentivos económicos sobre la tarifa o adquisición de electrodomésticos u otros servicios que ofrezca el Operador de Red. Otro escenario puede ser la existencia de una sobreoferta, la cual ofrece a los usuarios consumir a un menor costo⁴⁰.

³⁷Ibíd., p. 1468.

³⁸LOGENTHIRAN, Thillainathan. *et al.* IEEE Transactions on Smart Grid: Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization. Volume: 3, 2012. p. 1244-1245.

³⁹Ibíd., p. 1245.

⁴⁰GELLINGS, Op. cit., p. 1469.

2.3.5 Llenado de valles. Tiene como objetivo llenar los valles de la curva de demanda energética que se producen por baja demanda de energía eléctrica en horas donde los usuarios, generalmente se encuentran con las cargas eléctricas desconectadas.

Esto se logra con incentivos monetarios que se reflejen el precio de la factura cuando el usuario utilice la carga en las horas donde se produce el valle en la curva de demanda energética y así lograr un cambio de hábito del usuario teniendo como resultado una curva de demanda energética con menor fluctuación⁴¹.

2.3.6 Cambio de carga. Implica desplazar la carga de los períodos de mayor costo a menor costo de energía eléctrica. Esta acción es resultante del agregado de supresión de picos y el llenado de valles, es decir, el usuario usa la misma cantidad de energía que necesita, pero en horarios de baja demanda.

Involucra el movimiento de cargas de los picos a periodos que están fuera de los picos, cambiando el horario en que los usuarios utilizan sus equipos eléctricos. Con esto se busca generar una curva de demanda con menos variaciones entre sus valores extremos para reducir la planificación y costo operacional de las redes de distribución⁴².

2.4 PROGRAMAS DE GESTIÓN DE DEMANDA

La gestión de la demanda se basa en programas que permiten una mejora en el sistema eléctrico y tiene en cuenta los diferentes implicados para lograr un cambio en uso final de la energía eléctrica. Estos programas de gestión de la demanda incentivan a los usuarios haciéndolos participar activamente en el mercado,

⁴¹Ibíd., p. 1469.

⁴²LOGENTHIRAN, Op. cit., p. 1245.

otorgando beneficios a los que se encuentren en estos programas. Las características de estos programas son los siguientes⁴³:

- Se diseñan para horas específicas, donde la curva de demanda tiene su pico.
- Implica la participación de los diferentes mercados.
- Se ofrecen diversas estrategias de DSM.
- El usuario final decide que programa lo favorece y ofrece mayor beneficio.

Para la implementación de los programas es necesario contar con una infraestructura de medición y monitoreo en las redes eléctricas, las cuales brinden en tiempo real señales en términos de precios y consumos tanto para el consumidor como para la empresa prestadora de servicios. Asimismo, se necesita vincular a los usuarios con los operadores de red mediante vínculos financieros que permitan fomentar dichos programas.

Estos programas de gestión de la demanda se dividen en dos⁴⁴: Programas Basados en Incentivos (PBI) y Programas Basados en Precios (PBP).

2.4.1 Programas Basados en Incentivos (PBI). Son programas que buscan sustituir los consumos de energía eléctrica en horas picos y llevarlos a horas donde el consumo de energía eléctrica es poca. Estos programas ofrecen beneficios económicos a los usuarios como la reducción en precios que se ven reflejados en sus facturas de consumo.

Las diferentes maneras de participar en los PBI, son: oferta de la demanda, control directo de carga, emergencia, demanda interrumpible, demanda como recurso de

⁴³U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, Op. cit., p. 11-12.

⁴⁴MARULANDA GARCIA, Geovanny Alberto. Impacto de un programa de respuesta de la demanda eléctrica en el sector de gas natural. Tesis de Magister En Energía Eléctrica. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de ingenierías, 2014. 110p.

capacidad, reserva rodante, reserva no rodante, servicios de regulación⁴⁵. En la tabla 1 se enuncian las características principales de estas modalidades.

Tabla 1. Características de los programas basados en incentivos

Modalidad	Características	Observaciones
Oferta de la Demanda	El usuario propone el consumo de energía eléctrica que reducirá con respecto a su consumo habitual, y el precio por kWh por bajar su consumo.	Se tiene en cuenta el costo de la generación con respecto a la reducción de la demanda.
Control Directo de Carga	El operador de la red, tiene el control de desconexión del usuario, el cual será informado de su desconexión.	Permite mejorar la confiabilidad de la red.
Emergencia	Cuando se presente una emergencia, si el operador de red, lo considera, pedirá a los usuarios bajar el consumo de energía eléctrica por el tiempo que considere necesario.	Solo se emplea en emergencias, y los usuarios son autónomos de desconectar la carga.
Demanda Interrumpible	El usuario es notificado para que disminuya su demanda. El operador de la red, puede realizar la desconexión si lo considera necesario, previo acuerdo con el usuario.	Se emplea ante contingencias. Si el usuario no cumple con el programa puede tener consecuencias económicas.

⁴⁵ALBADI, Mohamed; EL-SAADANY Ehab. Electric Power Systems Research: A summary of demand response in electricity markets. Volume: 78, 2008. p. 1990.

Tabla 1. Continuación

Modalidad	Características	Observaciones
Demanda como Recurso de Capacidad	Se establece las reducciones de demanda que harán los usuarios. El operador de red no podrá realizar la desconexión.	Se emplea ante contingencias. Si el usuario no cumple con el programa puede tener consecuencias económicas.
Reserva Rodante	La demanda oferta y genera soluciones a situaciones relevantes en suministros de energía.	Mejora desbalances entre generación y demanda. Actúa de forma rápidamente ante un evento.
Reserva No Rodante	La demanda oferta y genera soluciones a situaciones relevantes en suministros de energía.	Mejora desbalances entre generación y demanda. Actúa con retrasos mayores a 10 minutos.
Servicios de Regulación	La demanda cambia en tiempo real, puede aumentar o disminuir según la necesidad, esto en base a señales que proporciona el operador de red.	Se basa en controles automáticos de generación.

Fuente: Autores. (2019)

2.4.2. Programas Basados en Precios (PBP). Los PBP son programas basados en fijación de precios y tarifas. Tienen como objetivo aplanar a la curva de la demanda de energía eléctrica, donde, los usuarios proyectan sus consumos en base a las tarifas que suministra el operador de red. Estas tarifas son dinámicas y el usuario las recibe en la medida que el operador de red ajusta los precios. Las

modalidades para los PBP son⁴⁶: precio pico crítico, precio pico crítico con control, descuento de tiempo pico, precio en tiempo real, precio por tiempo de uso y tarifa de transmisión en respuesta al pico del sistema. La tabla 2 expone las principales modalidades y características de estos programas⁴⁷.

Tabla 2. Características de los programas basados en precios

Modalidad	Características	Observaciones
Precio Pico Crítico	El operador de red oferta dos tipos de precios, pico crítico y ordinario y los horarios en que estos regirán.	Por situaciones especiales se emplean precios pico críticos, estos pueden ser utilizados por tiempos amplios, se notifica al usuario el incremento de los precios días antes.
Precio Pico Crítico con Control	El operador de red oferta dos precios y a su vez tiene el control de desconexión de usuario.	Por situaciones especiales y precios del mercado.
Descuento de Tiempo Pico	Los usuarios tienen descuentos en su tarifa por reducción en la demanda de energía eléctrica en días u horas pico, con respecto a su consumo promedio.	Mejora la confiabilidad del sistema eléctrico, reduce los precios de mercado.

⁴⁶MARULANDA, Op. cit., p. 21-24

⁴⁷ALBADI, Op. cit., p. 1990-1991.

Tabla 2. Continuación

Modalidad	Características	Observaciones
Precio en Tiempo Real	Los usuarios pagan el precio real del mercado, buscando disminuir al consumo de energía eléctrica, cuando los precios son altos.	Los usuarios reciben información de los precios del día o de la hora siguiente.
Precio por Tiempo de Uso	Se establecen diversos precios para diferentes periodos del día, el usuario puede controlar su consumo en base a esto.	La generación y entrega de potencia, define el precio ofertado.
Tarifa de Transmisión en Respuesta al Pico del Sistema	Los usuarios se comprometen a reducir el consumo en horas pico para disminuir costos de transmisión de energía.	Se reducen los cargos por uso del sistema de transmisión.

Fuente: Autores. (2019)

3. ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA UTILIZADAS DESDE EL OPERADOR DE RED (OR) Y EL CONSUMIDOR.

Este capítulo abarca los diversos estudios que han realizado diferentes autores acerca de la gestión de la demanda empleando los programas mencionados en el capítulo 2.

3.1 ESTRATEGIAS DE ÉXITO DE LA DSM

3.1.1 Muralitharan K, Sakthivel R y Shi Yan. Los autores emplearon un método de precio pico crítico con control basado en la automatización y optimización de la energía eléctrica en un hogar con el fin de reducir el costo de la energía, dando como resultado una disminución en el costo de la factura de electricidad⁴⁸.

El modelo en el cual se basaron los autores es un algoritmo evolutivo multiobjetivo, el cual, se implementa un medidor de energía inteligente capaz de monitorear en tiempo real el consumo de energía del usuario y suministra la información requerida para el sistema, que mantendrá el consumo de la energía eléctrica en los rangos establecidos para las horas indicadas.

En este algoritmo, los usuarios generan un patrón de uso de la energía eléctrica en el hogar, e indican el pico máximo de consumo para las horas pico y las horas valle, por lo cual, si el consumo de energía excedía los niveles indicados el algoritmo procede a desconectar ciertos electrodomésticos con el fin de evitar el pago adicional y tener un control sobre la factura.

⁴⁸MURALITHARAN, K; SAKTHIVEL, R and SHI Yan. Neurocomputing: Multiobjective optimization technique for demand side management with load balancing approach in smart grid. Volume: 177, 2016. p. 110–119.

3.1.2 Hamed Shakouri y Kazemi Aliyeh. Los autores utilizaron un método de gestión basado en la programación multiobjetivo para minimizar la carga eléctrica máxima y el costo de la electricidad para un área residencial, dando como resultado la reducción de la factura de energía⁴⁹.

El estudio propuso que el consumo de energía eléctrica de varios hogares en una zona residencial, fuera administrado por una red inteligente, un modelo por medio de una programación lineal de enteros mixtos (MOMILP) considera las restricciones, las necesidades de energía diarias y preferencias de los usuarios, minimizando la carga máxima de energía a utilizar.

Este mecanismo se ajusta al precio pico crítico permite que los usuarios tengan un beneficio de ahorro en el precio final de sus facturas eléctricas por utilizar los electrodomésticos en horas valle o no pico.

3.1.3 Xiao Hui y Hong Seungho. Los autores proponen un algoritmo de respuesta a la demanda basado en precios en tiempo real, introduciendo el concepto de precio esperado por el usuario (UEP). El estudio implementa un algoritmo de respuesta a la demanda, basado en el precio variante de las tarifas de energía eléctrica y un precio esperado por el usuario (UEP)⁵⁰.

Este algoritmo realiza una comparación entre los precios de la energía eléctrica en el transcurso del día y el UEP, asignando la carga a los electrodomésticos en las horas en las que el precio de la energía eléctrica sea igual o menor al UEP.

⁴⁹SHAKOURI, Hamed; KAZEMI, Aliyeh. Sustainable Cities and Society: Multi-objective cost-load optimization for demand side management of a residential area in smart grids. Volume: 32, 2017. p. 171–180.

⁵⁰XIAO, hui Li; HONG, Seungho. Energy: User-expected price-based demand response algorithm for a home-to-grid system. Volume: 64, 2014. p. 437-449.

Otro aspecto del algoritmo, se da cuando en el hogar no se encuentre alguna carga activa y las tarifas de energía eléctrica estén en el rango del UEP, se pueda aprovechar un mecanismo de almacenamiento de energía para ser utilizado posteriormente. El UEP se implementa para diferenciar los usuarios que según su necesidad de utilización de energía estarían dispuestos a pagar un precio más alto o más bajo.

3.1.4 Ahmoudi Nadali, Saha Tapan y Eghbal Mehdi. Los autores proponen un nuevo concepto, donde la respuesta de la demanda se define como un bien público. Este concepto, surge de los estudios que realizaron los autores en el mercado de energía eléctrica, donde los compradores y vendedores intercambian la respuesta de la demanda⁵¹.

Este esquema propuesto tiene dos principales razones: (1) La respuesta de la demanda se negocia directamente entre los proveedores de energía eléctrica y compradores. (2) Se involucra varios acuerdos que cubren acciones tanto a largo plazo como a corto plazo. Por consiguiente, los autores propusieron un contrato a corto plazo a través del cual se negocia un determinado volumen y precio durante un período determinado. Por otra parte, se proponen dos opciones de respuesta de la demanda: opciones de orden de grupo y opciones de orden de picos. Las opciones de orden de grupo son útiles para protegerse contra pequeñas desviaciones de los precios del grupo, y las opciones de orden de pico se utilizan durante los picos de precio.

3.1.5 Daryanian B, Bohn R y Tabors R. Los autores desarrollan un algoritmo basado en tiempo de uso para las industrias, el cual tiene como objetivo observar los beneficios de la respuesta ante los diferentes precios de energía eléctrica, para

⁵¹MAHMOUDI, Nadali; TAPAN, Saha and MEHDI, Eghbal. Electric Power Systems Research: A new demand response scheme for electricity retailers. Volume: 108, 2014. p. 144-152.

ello, se determina el comportamiento óptimo del usuario en el precio spot. Asimismo, se compara los ahorros obtenidos si se compara con una tarifa única. Como resultado se exponen los ahorros por parte del usuario si cambiara los tiempos de producción, de manera que se minimiza los costos eléctricos⁵².

3.1.6 Sharifia Reza, Fathia Seyyed y Vahidinasabb V. Los autores presentan tres aspectos del mercado eléctrico desde el lado de la demanda y las herramientas que necesitan los consumidores para participar activamente en dichos mercados⁵³. Estas herramientas son:

1. Programas de gestión de la demanda (DSM): por una parte, reduce la cantidad de energía necesaria, y por otra parte, se realiza ajuste opcional de consumo como una reacción a la señal de precio para disminuir el precio de la electricidad.
2. Asignación de compra: el minorista suministra sus necesidades de varias fuentes, incluidos los mercados bilaterales, autogeneración y mercado eléctrico.
3. Estrategia de puja: el lado de la demanda introduce precios propuestos de acuerdo a la autogeneración.

Según los autores, el mejor método de licitación para cada participante en el mercado, es la licitación basada en costos marginales. Desde la perspectiva del lado de la demanda y las herramientas de los consumidores se necesita una mayor participación activa y efectiva en los mercados eléctricos. Los participantes en el mercado se dividen en dos categorías según el mercado de energía: creador de precios, refiere a los participantes que afectan los precios de mercado; y tomador de precios no tiene ningún efecto sobre los precios.

⁵²DARYANIAN, Bahman; BOHN, Roger and TABORS, Richard. IEEE Transactions on Power Systems: Optimal demand-side response to electricity spot prices for storage-type customers. Volume: 4, 1989. p. 897- 903.

⁵³SHARIFIA, Op. cit., p. 565–572.

3.1.7 Eissa M.M. Afirma que el objetivo general de la gestión del lado de la demanda debe ser reducir la demanda global de energía y cambiar los modelos de consumo para ayudar a aplanar la curva energética de la demanda⁵⁴.

La autora aplicó métodos como: tarifas de precios en tiempo real (RTP), precios de pico crítico (CPP) y tarifas de tiempo de uso (TOU) en el sector industrial, donde realizan un seguimiento al consumo de energía de empresas conectadas a sistemas de distribución. Durante las horas pico y horas nocturnas, demostrando que los programas basados en respuesta a la demanda que ofrecen incentivos logran mejores resultados.

Los incentivos pueden ser en forma de créditos o pagos de facturas explícitos por reducciones de carga pre-contratadas o medidas. Los datos clasificados y analizados alientan al ESC a aplicar la solución adecuada de los programas de gestión de carga basados en la respuesta de incentivo con penalización durante las demandas máximas.

3.1.8 Albadi Mohamed y El-Saadany Ehab. Realizan una investigación donde plantean una definición actualizada sobre la gestión del lado de la demanda y su influencia en el mercado eléctrico, de acuerdo a la recopilación de publicaciones y teniendo en cuenta las políticas actuales para la reducción de emisiones y la seguridad energética.

En este estudio se centran en la importancia de la DSM para los mercados eléctricos y los operadores de servicios eléctricos obteniendo beneficios de confiabilidad. Cuando se tiene una respuesta a la demanda estructurada, se tienen

⁵⁴EISSA, Moustafa. Energy Policy: Demand side management program evaluation based on industrial and commercial field data. Volume: 39, 2011. p. 5961–5969.

menos riesgos de intercepciones por lo que los indicadores de confiabilidad mejoran, dando confianza a los operadores de red y el mercado eléctrico. Igualmente exponen que los programas de respuesta a la demanda tienen costos de inversión y de funcionamiento que son aceptables si se tiene en cuenta la confiabilidad del sistema. Al final se puede considerar una inversión a largo o corto plazo⁵⁵.

3.1.9 Xiao, Jin, Jae Yoon Chung, Jian Li, Raouf Boutaba y James Hong. Los autores presentan un algoritmo para optimizar los programas de gestión de la demanda de energía en respuesta al precio. Ellos consideran durante diferentes horas del día, precios estratégicos que atraen los patrones de consumo de electricidad. El algoritmo es fácil de implementar y eficiente en la escala de las grandes empresas. De esta manera, se aplanan la curva de demanda, se reduce los costos y se minimiza el riesgo por parte de los consumidores⁵⁶.

3.2 ESTRATEGIAS GUBERNAMENTALES ACERCA DE LA DSM

Por otra parte, a nivel gubernamental se tienen los siguientes avances referentes a la gestión de la demanda:

3.2.1 Holanda. En Holanda el gobierno ha tenido como objetivo aumentar la eficiencia energética en 2% anual, obteniendo una reducción en el consumo de energía en la industria. Este resultado se logró en 1992 gracias al Acuerdo a Largo Plazo (LTA), donde el gobierno firmó diferentes acuerdos con las industrias comprometiendo a cada una de ellas a aumentar la eficiencia energética en un 20% para el año 2000. Con respecto a este compromiso las compañías deben especificar

⁵⁵ALBADI, Op. cit., p. 1989–1996.

⁵⁶XIAO, Jin, *et al.* IEEE International Conference on Network and Service Management: Near optimal demand side energy management under real-time demand-response pricing, 2010. p. 1-6.

qué medidas de eficiencia están implementando; y las empresas de distribución de energía deben desarrollar planes que describan cómo cumplirán los objetivos de reducción de energía establecidos por el gobierno a través de programas destinados a aumentar la eficiencia de los hogares, pequeñas industrias y comercio⁵⁷.

3.2.2 México. En México se creó la "Comisión Nacional para el Ahorro de Energía" (CONAE) en 1990. El CONAE realiza divulgaciones que promueven el cambio a alternativas tecnológicas más eficientes. Asimismo, el gobierno incluyó las Comisiones Estatales para la Conservación de Energía y estudios energéticos de alumbrado público para sistemas municipales buscando un ahorro de energía, igualmente se promueve el uso de energías renovables y la implementación de proyectos de cogeneración⁵⁸.

3.2.3 Brasil. En Brasil se utilizan programas de DSM desde hace tres décadas, donde sus principales beneficiarios han sido las industrias y los usuarios residenciales no eran tenidos en cuenta, en 2011 el operador de servicio eléctrico (ANEEL), estableció una resolución donde daba mayor inclusión a los usuarios residenciales o pequeños consumidores a programas de DSM, como el White Tariff (WT), que ofrece tres precios distintos, cuando la demanda es mayor altos precios, cuando la demanda es poca menores precios y precios medios para el resto del día. Otro ejemplo es la Tariff Flag (TF), donde el usuario recibe información mensual de los precios asociados al costo de la energía en tiempo real y la seguridad del suministro⁵⁹.

⁵⁷BOSHELL, Francisco and VELOZA, Olga. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Review of Developed Demand Side Management Programs Including Different Concepts and their Results. Latin America. 2008. p. 2.

⁵⁸Ibíd., p. 4.

⁵⁹Ibíd., p. 5.

3.2.4 Costa Rica. En Costa Rica, se creó el Programa Nacional de Conservación de la Energía (PRONACE) que promueve la utilización de energías limpias y la eficiencia energética con equipos que proporcionen mayor eficiencia en su uso. También ofrecen información para crear conciencia para el uso racional de la energía y la reducción de la contaminación⁶⁰.

3.2.5 Estados Unidos. Entre el año 2006 y 2008, los operadores de red en Estados Unidos ofrecen distintos programas de gestión de la demanda, donde los clientes inscritos en estos programas realizan una reducción de 38 MW de carga máxima. Esta reducción, se debe a programas basados en precios en tiempo real y en precios dinámicos, donde los usuarios mediante estos incentivos modifican su perfil de consumo energético, llevándolo a horarios valle, asimismo, se realizaron compras de equipos más eficientes y mejora en los procesos de producción⁶¹. Las políticas realizadas por este país, tenían el apoyo de la Comisión Federal de Regulación de Energía, el cual, facilitaba la entrada de los operadores de red ajustando las estructuras existentes del mercado mayorista.

3.2.6 China. El sistema eléctrico de China, era unidireccional, el cual los generadores tomaban medidas para adaptarse a los cambios de consumo eléctrico de los usuarios para mantener el sistema en funcionamiento. Con el desarrollo tecnológico, el consumo eléctrico iba en aumento, por lo cual, hacía más difícil a los generadores proporcionar el servicio con confiabilidad y con un mayor costo. Por consiguiente, se establecieron los programas de: precios por tiempo de uso, precios en horas pico y horas valle y compensación por disminución de los consumos⁶².

⁶⁰Ibíd., p. 5-6.

⁶¹CAPPERS, Peter; GOLDMAN, Charles and KATHAN, David. Energy: Demand response in U.S. electricity markets. Volume: 35, 2010. p. 1526–1535.

⁶²TANG, Ye; FEI, Xu, and LEI, Chen. CIGRE Proceedings: Research into possibility of smart industrial load participating into demand response to supply the power system. (2010). p. 1–5.

Mediante estos programas los usuarios industriales, realizaron modificaciones en cuanto a los procesos productivos, cambiando de horario de producción a horas valle.

3.2.7 Italia. Los programas de gestión de la demanda en Italia, se han centrado en la medición inteligente, contando con alrededor del 90% del total de medidores instalados.

Los programas de potencia pico, desplazamiento de carga y desconexión de carga se aplican solo a industrias, buscando reducir la carga a unos valores establecidos, o desplazar la producción a horas valle. Por otra parte, se estableció el programa Load Shedding Programs, la cual los equipos se apagan de manera remota, indicándole al usuario con antelación⁶³.

Los programas de desconexión de carga se dividen en: programas en tiempo real y programas de aviso de 15 minutos; según la regulación, el primer programa realiza una desconexión hasta 10 MW y para el segundo programa realiza la desconexión hasta 3 MW. Debido a estos programas, en 2010 el 90% de los usuarios italianos cambiaron el consumo a periodos de carga más baja.

3.2.8 Reino Unido. Se han implementado programas como: tiempos de uso y demanda interrumpible para sectores industriales y comerciales, mostrando como resultado una mejora en la confiabilidad de sus líneas de distribución para los operadores de red. Por otra parte, se creó el programa “Economy 7”, el cual es un programa de tiempo de uso, brindando a los usuarios la opción de tener tarifas especiales entre la 1 a.m. y las 8 a.m. Para participar en estos programas, los clientes necesitan medidores inteligentes.

⁶³TORRITI, Jacopo; HASSAN, Mohamed and LEACH, Matthew. Energy: Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. Volume: 35, 2010. p. 1580–1581.

Por otra parte, el gobierno se ha centrado en la introducción de medidores inteligentes en las redes eléctricas. Entre las estrategias que se implementaron se obtuvo mayor información sobre los consumos de los usuarios, por lo que cuando el operador de red presentaba diferentes señales de precio, los usuarios cambiaban su comportamiento energético, en contraste con los hogares que no contaban con los medidores inteligentes, no se presentaron reducciones en el consumo⁶⁴.

3.2.9 Colombia. Con respecto a Colombia, se ha encontrado un proceso de cambio en los últimos años, el cual apunta hacia la generación con energías renovables como medida energética para que el sistema eléctrico sea más confiable, óptimo y seguro, creando políticas y reglamentaciones para dar solución a problemas como emisiones de dióxido de carbono y modificar la canasta energética para no depender del recurso hídrico.

Un paso hacia la DSM en Colombia, es que el precio de la energía eléctrica pueda ser negociada libremente entre el operador de servicios eléctricos y los usuarios no regulados, (usuarios con demanda promedio mensual de potencia durante seis meses, mayor a 0.1 MW).

Otro impulso la DSM con repuesta de la demanda, la expresa la CREG 063 de 2010⁶⁵, conocida como Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), la cual, participan los comercializadores en representación de los usuarios y los generadores, mediante un pacto bilateral en el que el comercializador reducirá la cantidad de energía en un día (kWh/día). Asimismo, la resolución CREG 203 de

⁶⁴Ibíd., p. 1578-1579.

⁶⁵COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG 063 del 27 Abril 2010. [En línea] [Recuperado 2 marzo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

2013⁶⁶, establece: todo usuario que haga parte de la DDV, se compromete a permitir la interrogación de la información remota y de los parámetros del medidor.

Otras alternativas dispuestas de DSM en el mercado eléctrico colombiano para usuarios regulados (usuarios con tarifas fijadas por el gobierno), se describen en la resolución CREG 011 de 2015⁶⁷, “por la cual se regula el programa de Respuesta de la Demanda para el mercado diario en condición crítica”. Esta resolución tiene por objetivo ofrecer confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional (SIN), respaldar las obligaciones de energía en firme, reducir los precios en la bolsa de energía y los costos de las restricciones.

Un año después, debido al desabastecimiento de las hidroeléctricas por el fenómeno de El Niño, se implementó el programa apagar paga mediante la resolución CREG 029 de 2016⁶⁸, donde se presenta un incentivo a los usuarios regulados que realicen un ahorro energético por un consumo energético menor al promedio mensual y penalizando a los usuarios que consuman por encima de esa meta.

Por otra parte, para los usuarios no regulados, la CREG en su resolución 063 de 2010⁶⁹ las industrias que posean generadores eléctricos de emergencia pueden

⁶⁶COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG 203 del 18 Diciembre 2013. [En línea] [Recuperado 2 marzo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

⁶⁷COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 011 del 12 Febrero 2015. [En línea] [Recuperado 2 marzo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

⁶⁸COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG 029 del 07 Marzo 2016. [En línea] [Recuperado 2 marzo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

⁶⁹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG 063 del 27 Abril 2010. [En línea] [Recuperado 6 marzo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

desconectarse de la red y cubrir su carga, recibiendo incentivos por realizar esta desconexión.

Otro ejemplo de DSM por parte del gobierno nacional, es el PROURE, (programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes no Convencionales), que fomenta el uso racional y eficiente de la energía como un asunto nacional (Ley 697 de 2001). Y la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), que promueve la autogeneración a pequeña escala para estratos 1,2 y3, y de zonas no interconectadas al STN. Con la resolución CREG 030 de 2018⁷⁰, se da más participación al usuario residencial y lo incentiva a ser autogenerador AGPE, proporcionando herramientas para la implementación y crecimiento de la generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con esta regulación los usuarios pueden tener mayor participación en su respuesta a la demanda ya que con cumplir los requisitos exigidos pueden tener conexión a red eléctrica y convertirse en usuarios activo.

⁷⁰COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG 030 de 2018. [En línea] [Recuperado 7 marzo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS SOBRE LAS METODOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA.

De acuerdo a la revisión de la literatura, recopilada en el capítulo anterior, se encuentran los múltiples beneficios que la gestión de la demanda puede ofrecer. Por una parte, mejora la confiabilidad en el sistema proporcionando más seguridad para los usuarios, y por otra parte reduce el costo en la infraestructura eléctrica.

Estos beneficios hacen que la operación del sistema eléctrico sea más confiable y económica, por consiguiente, la inversión en las actividades de generación, transmisión y distribución disminuye como respuesta al descenso de las pérdidas técnicas en el transporte de energía eléctrica o a la necesidad de cubrir el pico máximo de demanda.

Las acciones de gestión del lado de la demanda son muy diversas, pero estas dependen de la regulación eléctrica vigente, de los operadores de red y de los usuarios del sistema. Este capítulo examina las ventajas y desventajas de las metodologías de los sistemas de gestión de la demanda, de acuerdo a la clasificación realizada en el capítulo 2.

4.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS PROGRAMAS BASADOS EN INCENTIVOS (PBI)

En la siguiente tabla se exponen las ventajas y desventajas de las diferentes modalidades aplicadas en DSM para programas basados en incentivos.

Tabla 3. Ventajas y desventajas de los programas basados en incentivos

Modalidad	Ventajas	Desventajas
Oferta de la Demanda	Reducción del consumo energético por la oferta de bajar el consumo del usuario. Se implementa en los horarios pico para disminuir el consumo de potencia activa y tener mayor confiabilidad del sistema.	El costo de reducción ofertado por el usuario es menor que el costo de generación. Libertad del usuario al colocar el precio al kilovatio hora, la cual realizaría dicha reducción.
Control Directo de Carga	Se tiene un control de la carga para cuando el sistema se encuentre en las horas de alta demanda, ésta se desconecte de manera directa, mejorando la confiabilidad del sistema.	Se realiza el corte de la energía eléctrica de forma repentina. El usuario así realice una reducción de la carga, no está exento del corte de energía eléctrica.
Emergencia	El usuario desconecta su carga de forma voluntaria. No se penaliza al cliente cuando no puede disminuir el consumo de energía eléctrica. El operador de red realiza el comunicado al usuario del tiempo que necesita realizar la reducción de carga.	El usuario es avisado en el instante en el que ocurre el evento de emergencia.

Tabla 3. Continuación

Modalidad	Ventajas	Desventajas
Demanda Interrumpible	El usuario es notificado por el operador de red. Los usuarios acuerdan en reducir su consumo cuando la red lo requiera, por lo cual reciben pagos.	El usuario en caso de incumplimiento puede enfrentar penalizaciones económicas. El operador de red cuando lo considere necesario puede realizar de forma remota el corte del servicio.
Reserva Rodante	El usuario final propone soluciones para solucionar las dificultades que tiene el sistema eléctrico. La demanda contribuye con ofertas a los operadores de red para mejorar el desbalance de energía eléctrica.	Se debe actuar de forma rápida ante los cambios de generación-demanda.
Servicios de Regulación	La demanda tiene en tiempo real el precio de la energía eléctrica. Estos cambios son proporcionados por el operador de red. Los usuarios realizan tienen la libertad de disminuir o aumentar la carga de acuerdo al precio en tiempo real.	Es necesario tener un Control Automático de Generación. Los precios deben ser instantáneos de acuerdo al balance de la generación-demanda.

Fuente: Autores. 2019.

4.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS PROGRAMAS BASADOS EN PRECIO (PBP)

Para las modalidades de la DSM basadas en precio, se relacionan ventajas y desventajas en la tabla a continuación.

Tabla 4. Ventajas y desventajas de los programas basados en precios

Modalidad	Ventajas	Desventajas
Precio Pico Crítico	Se elevan los precios de la energía eléctrica con el fin de que el usuario disminuya la carga en ese periodo. Se emplea ante contingencias. El usuario es notificado con tiempo de antelación.	Los precios son definidos solo por los operadores de red.
Descuento de Tiempo Pico	Se realiza reducciones en el precio a los usuarios que reduzcan la carga. Mejora la confiabilidad del sistema eléctrico debido a la reducción de carga en los días críticos definidos por el operador de red.	Los precios en días críticos solo dependen del operador de red. La reducción de estos precios solo va por un número de horas establecidas.
Precio en Tiempo Real	Los usuarios reciben el precio de la energía eléctrica del día o de la hora siguiente.	Los precios fluctúan de manera diversa hora a hora. Por consiguiente, los precios de la hora de hoy, no serán los mismos precios de la hora de mañana.

Tabla 4. Continuación

Modalidad	Ventajas	Desventajas
Precio por Tiempo de Uso	Se tienen diferentes tipos de precios de acuerdo a los periodos del día. El usuario varía su consumo energético de acuerdo con el precio de la energía en cada periodo, brindado por el operador de red.	El costo promedio de generación se refleja en el costo de cada tiempo proporcionado. El precio corresponde costo promedio de la energía en el mercado mayorista
Tarifa de Transmisión en Respuesta al Pico del Sistema	Se disminuye los cargos por uso del sistema en condiciones de demanda pico. El precio de la energía eléctrica y condiciones, son definidos por el operador de red.	Al no realizar la reducción del consumo se aplican penalizaciones.

Fuente: Autores. 2019.

5 ESCENARIOS CONVENIENTES DE LA DSM CON INTERCONEXIÓN Y SIN INTERCONEXIÓN A UN SISTEMA DE POTENCIA.

El funcionamiento confiable de la red eléctrica depende principalmente del equilibrio entre la generación y la carga en cada momento dado. Actualmente el sistema los usuarios compran la energía a los generadores, por consiguiente, hay muy poco control en el lado de la demanda; pero se vuelve aún más difícil cuando aumenta la generación de energía distribuida.

5.1 DSM CON INTERCONEXIÓN

Teniendo en cuenta la revisión de la literatura en los capítulos anteriores y el estudio de las experiencias descritas por varios autores, se pueden detallar que las investigaciones están más relacionadas a sistemas interconectados, puesto que estos grandes sistemas de potencia generan mejores beneficios a una población más activa y global.

La confiabilidad en los sistemas de potencia, es indispensable para garantizar el correcto funcionamiento de las actividades diarias en el mundo, ya sea de usuarios residenciales, industriales o comerciales. Esta confiabilidad requiere un equilibrio entre la oferta y la demanda, que se puede ver afectada por sobrecargas eléctricas, fallas en líneas de transmisión y distribución y cambios repentinos en la carga. La DSM ayuda a mitigar estas situaciones adversas.

Por esta razón la implementación de DSM, en los sistemas eléctricos se hace cada vez más necesaria. Para los autores de este documento, uno de los escenarios más fiables y con beneficios mutuos para el operador de red, usuarios y gobierno, en un sistema interconectado es el programa de fijación de precios en tiempo real, donde el precio se vuelve elástico en el lado de la demanda en oposición a la tarifa de precio fijo, y los usuarios tendrían el control del consumo en tiempo real.

De esta forma, el usuario al tener las tarifas de energía, cambiaría su hábito de consumo.

5.2 DSM SIN INTERCONEXIÓN

Durante esta década, se ha observado que el progreso de las Smart Grid se debe a la expansión en la generación de energía eléctrica a partir de las energías renovables. Por este motivo al tener un sistema sin interconexión, la red debe operar de forma autónoma sin dependencia de la energía de las redes eléctricas externas, tener un equilibrio de generación-consumo y tener la posibilidad de almacenamiento de energía.

La generación de energía eléctrica en zonas no interconectadas se da a partir de energías renovables y de combustibles fósiles para servir las cargas. Esta generación de energía eléctrica depende de diversos factores como: el clima, la ubicación geográfica, el acceso a las zonas, la potencia instalada, la carga demandada. Por lo que la implementación de la DSM en estas zonas ayuda a tener una mejor administración de los recursos energéticos para las sociedades participantes.

Por otra parte, las conclusiones de los estudios relacionados con la gestión de la demanda muestran que puede desempeñar un papel importante para mejorar la eficiencia energética. Sin embargo, no se encuentran muchos estudios referentes a la gestión de la demanda para reducir las cargas máximas en el sector no interconectado. De tal forma, el programa de gestión de la demanda que más se ajustaría para un sistema no interconectado, es la demanda interrumpible. Esto debido a la fluctuación de la generación a partir de energías renovables, ya que el usuario podría ser desconectado en caso que la capacidad de generación disminuyera.

6. CONCLUSIONES

La gestión de la demanda es una herramienta que se implementa como ayuda a los sistemas de potencia para mejorar su confiabilidad, tener un mayor control en la demanda de energía eléctrica, y a su vez, fortalecer la matriz energética de los países que la adoptan.

Las diferentes estrategias empleadas en la gestión de la demanda generan múltiples beneficios para los actores involucrados: para los usuarios, una mejora en el costo del consumo de la energía eléctrica; para los operadores de red, una mejora de sus índices de confiabilidad y una mejora en la planeación de la expansión para sus redes eléctricas; y para los gobiernos una mejora en la capacidad energética asociada al crecimiento y desarrollo del país.

Asociado a estos beneficios, una de las mayores ventajas para sobresaltar en la aplicación de los programas de gestión de la demanda, es la variación de precios que se tienen durante periodos de tiempo. Por otra parte, la mayor desventaja que se posee, es que el usuario final (residencial o industrial) puede disminuir su confort o producción, que le permite el consumo de energía eléctrica por la desconexión del servicio eléctrico para cumplir con su rol en el programa.

El DSM como una forma de igualar la oferta y la demanda, desempeña un papel importante para enfrentar los desafíos en las redes eléctricas. DSM incluye la administración en el lado del consumidor del sistema de energía, por ejemplo, los programas que motivan a los usuarios (consumidores de electricidad) a cambiar su consumo de energía no crítico a los períodos fuera de hora pico para reducir sus costos en la factura, y para homogeneizar la curva de la demanda que tiene un gran impacto en la confiabilidad del sistema y el costo de generación, en el lado del proveedor.

Los programas de gestión de la demanda, tienen mayor aplicación para sistemas de potencia interconectados que para sistemas no interconectados, esto debido a que se encuentran mayores oportunidades y mejores respuestas para estos programas como lo son: precio pico crítico, oferta a la demanda, control de carga directa, descuento de tiempo pico, precio por tiempo de uso.

Actualmente Colombia, aunque ha desarrollado estrategias para la mejora de la eficiencia energética, y regulaciones en el control de la demanda en periodos de escasez, no cuenta con programas de gestión de la demanda. Por tal motivo, se necesita que los operadores de red, el gobierno y los usuarios avancen en la normativa, puesto que, la implementación de estos programas beneficiaría al sistema eléctrico colombiano.

BIBLIOGRAFÍA

ALBADI, Mohamed; EL-SAADANY Ehab. Electric Power Systems Research: A summary of demand response in electricity markets. Volume: 78, 2008. p. 1990.

ASSOCIATION OF EDISON ILLUMINATING COMPANIES. Load Research Committee Demand Response Measurement & Verification Applications for Load Research, 2009. p. 9-10.

BAHARLOUEI, Zahra; HASHEMI, Massoud. IEEE Conferences: Demand Side Managemete Challenges in Smart Grid: a Review, 2013. p. 96-101.

BOSHELL, Francisco; VELOZA, Olga. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Review of Developed Demand Side Management Programs Including Different Concepts and their Results. Latin America. 2008. p. 2.

CAPPERS, Peter; GOLDMAN, Charles and KATHAN, David. Energy: Demand response in U.S. electricity markets. Volume: 35, 2010. p. 1526–1535.

CEREZO MORENO, Miguel Ángel. Gestión activa de la demanda de energía eléctrica. Proyecto fin de carrera ingeniería industrial. Madrid. Universidad Carlos iii. Faculta de ingenierías, 2010, 102p.

CHENG, Chia-Chin. Electricity demand-side management for an energy efficient future in China: technology options and policy priorities, 2005. p. 248-262.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 011 del 12 Febrero 2015. [En línea] [Recuperado 2 marzo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 025 del 03 Marzo 2016. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 029 del 07 Marzo 2016. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG 063 del 27 Abril 2010. [En línea] [Recuperado 6 marzo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 098 del 23 Diciembre 2014. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 116 del 30 Agosto 2013. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG 203 del 18 Diciembre 2013. [En línea] [Recuperado 2 marzo de 2019] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715 de 2014. [En línea] [Recuperado 13 febrero de 2019] Disponible en: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

COLOMBIA. XM. Consumo histórico de la demanda. [En línea] [Recuperado 20 Agosto de 2018] Disponible en: <http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>

COLOMBIA. XM. Informe de operación del SIN y administración del mercado. [En línea] [Recuperado 20 Agosto 2018] Disponible en: <http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/4-1-Demanda-de-energia-nacional.aspx>

DARYANIAN, Bahman; BOHN, Roger and TABORS, Richard. IEEE Transactions on Power Systems: Optimal demand-side response to electricity spot prices for storage-type customers. Volume: 4, 1989. p. 897- 903.

DÍAZ, Carlos Andrés; HERNÁNDEZ, Juan Carlos. Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica, 2011. p. 53-81.

EISSA, Moustafa. Energy Policy: Demand side management program evaluation based on industrial and commercial field data. Volume: 39, 2011. p. 5961–5969.

FERREIRA, Rafael, *et al.* IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America: Time of Use Tariffs in Brazil: Design and Implementation Issues, 2013. p. 1-8.

GABALDBN, A, *et al.* IEEE Conferences: Assessment and Simulation of Demand-Side Management Potential in Urban Power Distribution Networks. Volume: 4, 2003. p. 5-6.

GELLINGS, Clark. Proceedings of the IEEE: The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. Volume: 73 (1985). p. 1468.

GELLINGS, Clark; SMITH William. Proceedings of the IEEE: Integrating Demand-Side Management into Utility Planning. Volume: 77. (1986). p 908-918.

GONZALEZ VIVAS, Orlando Alexander. Evaluación del Potencial de Gestión de Demanda para un Grupo de Usuarios a partir del Análisis de sus Perfiles de Consumo. Tesis de Magister en Ingeniería Eléctrica. Bogotá: Universidad Nacional. Facultad de Ingeniería, 2017, 223p.

GÓMEZ, Juan; CARVAJAL, Sandra y ARANGO, Adriana. Energética: Demand response programs for residential sector in Colombia. Systems thinking approach. Colombia. Volume 46, 2014. p. 75.

HUSSEIN, Jumma Jabir, *et al.* Energies a Review: Impacts of Demand-Side Management on Electrical Power Systems. Malaysia. 2018. p. 3.

KIM, Jin Ho; SHCHERBAKOVA, Anastasia. Energy: Common failures of demand response. Volume: 36, 2011. p 873–880.

LAMPROPOULOS, Ioannis, *et al.* History of Demand Side Management and Classification of Demand Response Control Schemes: Department of Electrical Engineering Eindhoven University, the Netherlands. 2013. p. 1-5.

LOGENTHIRAN, Thillainathan. *et al.*, IEEE Transactions on Smart Grid: Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization. Volume: 3, 2012. p. 1244-1245.

MAHMOUDI, Nadali; TAPAN, Saha and MEHDI, Eghbal. Electric Power Systems Research: A new demand response scheme for electricity retailers. Volume: 108, 2014. p. 144-152.

MARTINEZ Víctor; RUDNICK Hugh. POWERCON IEEE: Desing of Demand Response Programs in Emerging Countries. Power Sistem Technology, 2012. p. 1–6.

MURALITHARAN, K; SAKTHIVEL, R and SHI Yan. Neurocomputing: Multiobjective optimization technique for demand side management with load balancing approach in smart grid. Volume: 177, 2016. p. 110–119.

MARULANDA GARCIA, Geovanny Alberto. Impacto de un programa de respuesta de la demanda eléctrica en el sector de gas natural. Tesis de Magister En Energía Eléctrica. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de ingenierías. 2014, 110p.

Ministerio de Minas y Energía. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). CREG 030 de 2018. [en línea] [Recuperado 24 de febrero de 2019] <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/DocumentosResoluciones?OpenView&Start=2.115&Count=30&Expand=2#2>

MÜLLER, Theresa. IEEE Conference: The Role of Demand Side Management for the System Integration of Renewable Energies, 2017. p. 1-6.

PALENSKY, Peter; DIETRICH, Dietmar. IEEE Transactions on Industrial Informatics: Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. Volume: 7, 2011. p. 382.

PALIWAL, Priyanka; PATIDAR, N and NEMA, Rajesh. Proceedings of IEEE Southeastcon: A Comprehensive Survey of Optimization Techniques used for Distributed Generator Siting and Sizing, 2012. p. 1.

POVEDA, Mentor. Eficiencia Energética: Recurso no Aprovechado. [Base de datos en línea]. Agosto de 2017. Biblioteca Olade Artículos Tecnológicos, 6-12. (Recuperado en 10 Abril 2018). Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0054.pdf>

RAHMANI-ANDEBILI, Mehdi. Electric Power Systems Research: Modeling nonlinear incentive-based and price-based demand response programs and implementing on real power markets. Volume: 132, 2016. p. 132, 115–124.

RESTREPO, Álvaro; NOPE, Sandra y ENRÍQUEZ, Delio. Beneficios Económicos de la Gestión de la Demanda y la Energía Autogenerada en el Contexto de la Regulación Colombiana. Fac. De Ingeniería de Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad del Cauca. [En línea] [Recuperado 14 Mayo de 2019] Disponible en: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S071807642018000100105

SHAKOURI, Hamed; KAZEMI, Aliyeh. Sustainable Cities and Society: Multi-objective cost-load optimization for demand side management of a residential area in smart grids. Volumen: 32, 2017. p. 171–180.

SHARIFIA, Reza; FATHIA, Seyyed and VAHIDINASABB V. Renewable and Sustainable Energy Reviews: A review on Demand-side tools in electricity market. Volume: 72, 2017. p. 565–572.

STRBAC, Goran. Energy Policy: Demand side management: Benefits and challenges, Volume: 36, 2008. p. 4419-4426.

TANG, Ye; FEI, Xu, and LEI, Chen. CIGED Proceedings: Research into possibility of smart industrial load participating into demand response to supply the power system, 2010. p. 1–5.

TORRITI, Jacopo; HASSAN, Mohamed and LEACH, Matthew. Energy: Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. Volume: 35, 2010. p. 1580–1581.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME. Ley 1715 de 2014. 1-26, [en línea] [Recuperado 12 de enero de 2019] http://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them. 2006. [En línea] [Recuperado 16 Agosto de 2019] Disponible en: <https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-1252d.pdf>

WARREN, Peter. Renewable and Sustainable Energy Reviews: A review of demand-side management policy in the UK. United Kingdom. Volume: 29, 2014. p. 943–944.

XIAO, Jin, *et al.* IEEE International Conference on Network and Service Management: Near optimal demand side energy management under real-time demand-response pricing, 2010. p. 1-6.

XIAO, hui Li; HONG, Seungho. Energy: User-expected price-based demand response algorithm for a home-to-grid system. Volume: 64, 201. p. 437-449.

ZHAO GUANG Hu; HAN, Xinyang and QUAN Wen. Power Systems. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg: Integrated Resource Strategic Planning and Power Demand-Side Management, 2013. p.120-300.