

**ÓPTIMA RESPUESTA DE LA DEMANDA RESIDENCIAL, USANDO
TARIFAS DINÁMICAS BASADAS EN EL NEGAWATT**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERA ELÉCTRICA**

**TEMA:
ÓPTIMA RESPUESTA DE LA DEMANDA RESIDENCIAL, USANDO
TARIFAS DINÁMICAS BASADAS EN EL NEGAWATT**

**AUTOR:
WENDY PATRICIA HIDALGO ALOMOTO**

**TUTOR:
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

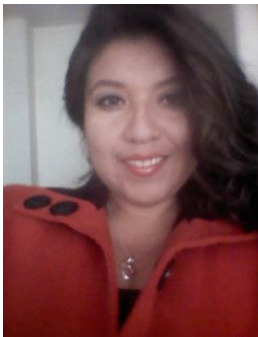
Quito, julio 2018

Wendy Patricia Hidalgo Alomoto

**ÓPTIMA RESPUESTA DE LA DEMANDA RESIDENCIAL, USANDO TARIFAS
DINÁMICAS BASADAS EN EL NEGAWATT**

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto:



Wendy Patricia Hidalgo Alomoto (Y'1979-M'01). Estudiante de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito. Graduada en Ingeniería en Electrónica y Telecomunicaciones Escuela Politécnica Nacional en 2005. Áreas de interés: Respuesta a la demanda, eficiencia energética, redes inteligentes, redes de distribución, protecciones eléctricas.

whidalgo@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Edwin Marcelo García Torres (Y'1978 -SM10). Se graduó en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana y de Master en Gestión de Energía en la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2016. Actualmente se encuentra trabajando para su doctorado en Ingeniería con la Universidad Pontificia Bolivariana. Área de interés: respuesta a la demanda, sistemas de automatización - Scada, microgrids, sistemas de energía renovable, generación distribuida y smart grid. Actualmente es miembro del Girei (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group).

egarcia@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Edwin Marcelo García Torres declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *ÓPTIMA RESPUESTA DE LA DEMANDA RESIDENCIAL, USANDO TARIFAS DINÁMICAS BASADAS EN EL NEGAWATT* realizado por Wendy Patricia Hidalgo Alomoto, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, julio 2018



.....
Edwin Marcelo García Torres

Cédula de identidad: 180308740-0

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Wendy Patricia Hidalgo Alomoto con documento de identificación N° 171166468-8 manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “ÓPTIMA RESPUESTA DE LA DEMANDA RESIDENCIAL, USANDO TARIFAS DINÁMICAS BASADAS EN EL NEGAWATT”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERA ELÉCTRICA, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....

Nombre: Wendy Patricia Hidalgo Alomoto

Cédula: 171166468-8

Fecha: Quito, julio 2018

DEDICATORIA

El esfuerzo que ha significado éste trabajo de titulación está dedicado para mis queridos Padres Luis y Rocío que con amor me han acompañado en todo momento, en tiempos de alegría y victoria así como también en los de tristeza y fracaso.

A mis preciados hermanos Luis y Vinicio que me han brindado su apoyo fraterno e incondicional en todo momento.

A las personas que a lo largo de mi carrera estudiantil y profesional, me han extendido su mano amiga y han dejado en mi alguna enseñanza.

Wendy Patricia Hidalgo Alomoto

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios por el magnífico regalo de la vida, por su amor demostrado en cada detalle de lo cotidiano, por poner en mi camino personas que hacen feliz mi existencia, por sus enseñanzas de amor, de esfuerzo, de entrega, compromiso y lucha diaria. Gracias Padre Dios por tu compañía fiel desde el inicio hasta el fin de ésta carrera profesional, por la capacidad de poder aprender pero sobre todo gracias porque me has enseñado a disfrutar plenamente éstos años de estudio.

Gracias querida familia por su comprensión, compañía, ayuda solidaria y gratuita entregada durante todo éste tiempo, definitivamente sin ustedes éste objetivo académico no habría sido posible.

Mi profunda gratitud a mis amigos y a mis compañeros que con su alegría, sus ocurrencias, sus enseñanzas y sus muestras de cariño han hecho que este tiempo de estudio haya sido simplemente sensacional e inolvidable.

Por último mi infinita gratitud a la Universidad Politécnica Salesiana por haberme acogido en sus aulas y colaborar en el complemento de mi formación personal y académica, definitivamente luego de estos años soy un mejor ser humano.

Como muestra real de gratitud a todos ustedes viviré con el corazón alegre, entregando mi mayor esfuerzo por ser en realidad una buena cristiana y una honrada ciudadana.

Wendy Patricia Hidalgo Alomoto

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción	2
2. Marco Teórico	3
2.1 Negawatts, microredes, VPP.	3
2.2 Respuesta y Gestión de la demanda.....	4
2.3 Respuesta y gestión de la demanda por tarificación variable	4
2.3.1 Tarifas variables.....	5
2.3.2 Precios variables por Tiempo de Uso (TDU)	5
2.3.3 Tarifa de Pico Crítico (TPC).....	5
2.3.4 Precio de la Energía en Tiempo Real (PTR).....	5
2.3.5 Tarifas variables basadas en Negawatts y respuesta de la demanda.....	6
2.4 Tipos de carga y optimización de la curva de demanda residencial.	6
3. Formulación del problema y modelo matemático del sistema	6
3.1. Formulación y delimitación del problema	7
3.2. Modelamiento del sistema	7
3.2.1. Descripción del sistema	7
3.3. Metodología de solución.....	9
3.3.1. Estimación de “Negawatts generados” y clasificación de los usuarios.	11
3.3.2. Optimización de la curva de demanda a través de la gestión	12
3.3.3. Cálculo de las tarifas dinámicas basadas en el “Negawatt”	12
4. Casos de estudio	13
4.3. Caso 1: previo a implementar RD.....	14
4.4. Caso 2: Con RD sin distribución de cargas diferibles.	14
4.5. Caso 3: con RD y distribución de cargas diferibles en horario hábil.	14
4.6. Caso 4: con RD y distribución de cargas diferibles en cualquier horario.....	14
5. Resultados y análisis	14
6. Comparación de resultados	18
7. Conclusiones	19
8. Trabajos Futuros	19
9. Referencias	19

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Demandas base según tipo de usuario	9
Figura 2. Carga fija, recortable y diferible. Usuarios tipo A	9
Figura 3. Clasificación horaria de usuarios por clúster.....	12
Figura 4. Criterio de cálculo para tarifas dinámicas	12
Figura 5. Curva de demanda antes de RD	15
Figura 6. Costos horarios asociados a cada generador previo RD.....	15
Figura 7. Tarifa plana antes de RD	15
Figura 8. Curva de demanda con RD.....	15
Figura 9. Costos hora asociados a cada generador con RD	16
Figura 10. Tarifas dinámicas con RD	16
Figura 11. Curva de demanda con RD y diferimiento en cualquier horario.....	16
Figura 12. Curva de demanda con RD y diferimiento en cualquier horario.....	16
Figura 13. Tarifas dinámicas con RD. Diferimiento cualquier horario	17
Figura 14. Curva de demanda con RD y diferimiento en horario hábil.....	17
Figura 15. Costos horarios asociados a cada generador con RD y diferimiento horario hábil....	17
Figura 16. Tarifas dinámicas con RD y diferimiento de carga en horario hábil.....	17
Figura 17. Negawatts diarios “generados”	18
Figura 18. Picos máximos de potencia en cada escenario	18

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Costo diario por usuario antes RD.....	15
Tabla 2. Costo diario por usuario con RD, con tarifa plana y dinámica.....	16
Tabla 3. Costo diario por usuario con RD y diferimiento en cualquier horario, con tarifa plana y dinámica.....	17
Tabla 4. Costo diario por usuario con RD y diferimiento en horario hábil, con tarifa plana y dinámica.....	18
Tabla 5. Máximos de los perfiles de demanda según los casos	18
Tabla 6. Costo diario considerando tarifa plana en cada escenario	18
Tabla 7. Costo diario considerando tarifa dinámica en cada escenario	18

ÓPTIMA RESPUESTA DE LA DEMANDA RESIDENCIAL, USANDO TARIFAS DINÁMICAS BASADAS EN EL NEGAWATT

Resumen

Un comportamiento flexible y eficiente de los consumidores en el uso de la energía, es vital para que el sistema eléctrico funcione adecuadamente y sea solidario con el medio ambiente, es por esta razón que se desarrollan nuevas técnicas de gestión para lograrlo. Históricamente la tarificación eléctrica de los consumidores residenciales ha sido del tipo plana y constante con el fin de simplificar los procesos de facturación, lamentablemente esto ha provocado la desvinculación entre el precio pagado por el usuario residencial y la variación horaria de precios de la energía en el mercado eléctrico, conllevando a su uso desmesurado sobretodo en ciertas horas del día o temporadas del año, haciendo necesaria mayor inversión en el sistema eléctrico para suplir la demanda.

Este documento plantea la implementación de tarifas dinámicas TPRTP (Two Parts Real Time Price) relacionadas con los cambios horarios de los costos de energía y con la cantidad de "Negawatts" (unidad teórica que representa los watts ahorrados al implementarse RD) que cada consumidor pueda "generar" y que provienen ya sea de la disminución en el uso de energía por parte de los usuarios ("Negawatts de recorte") o los "Negawatts de diferimiento" que son el resultado del uso diferente y óptimo de la energía, su importancia radica en que colaboran efectivamente en el descenso de los picos de demanda y provienen de cargas diferibles cuyo cambio de uso no afectan de forma trascendental en el "confort" del consumidor.

Palabras Clave: clúster, Negawatt, PTR Precio Tiempo Real, RD Respuesta de la demanda, PTRTP Precio en Tiempo Real en dos Partes, VPP Planta Virtual de Energía.

Abstract

A flexible and efficient behavior of consumers in the energy use is vital for the adequate and environmentally supportive operation of the electrical system, that's why new management techniques are developed. Historically, the electric pricing of residential consumers has been flat and constant in order to simplify billing processes, unfortunately this has provoked the separation between the paid price by the residential user and the hourly changing energy prices in the electric market, leading to its excessive use, especially at certain times of the day or seasons of the year, making necessary to invest more in the electricity system to supply the demand.

In contrast to what has been described, this document proposes the implementation of dynamic TPRTP tariffs (Two Parts Real Time Price) related to hourly changes in energy costs and in addition to the amount of "Negawatts" (theoretical unit that represents the watts saved when RD is implemented) that each consumer can "generate" and that come either from the decrease in the use of energy called "Cutting Negawatts" or the "Deferred Negawatts" that are the result of different and optimal energy use, its importance lies in their effectively collaborate in the descent of the peaks of demand and come from deferrable charges whose change of use does not affect transcendently in consumer "comfort".

Keywords: cluster, Negawatt,, optimization, PTR Real Time Price, DR Demand Response, TPRTP Two Parts Real Time Price, VPP Virtual Power Plant

1. Introducción

Históricamente las tarifas de energía eléctrica de los consumidores residenciales han sido del tipo planas y constantes con el fin de simplificar los procesos de facturación pero éste tipo de valoración de la energía ha provocado la desvinculación entre el precio pagado por el usuario residencial final y la variación horaria de precios de la energía en el mercado eléctrico, conllevando a que el consumidor utilice de forma desmesurada la energía sobretodo en ciertas horas del día o temporadas del año.[1]

Dentro del sistema eléctrico la mayoría los picos en la demanda de energía se deben a los consumidores residenciales que representan un porcentaje relevante en la demanda total y son inflexibles respecto a los requerimientos de la red pues utilizan equipos eléctricos únicamente pensando en procurarse confort [2][3]. Debido a las variaciones de la demanda, las condiciones de la red eléctrica pueden cambiar súbitamente obligando a que se destinen gran cantidad de recursos que garanticen la operación confiable del sistema eléctrico manteniendo energía de reserva que sirva para enfrentar momentos críticos de la red. [4]. Ante ésta situación, ha sido indispensable aplicar métodos que ocasionen una respuesta de los usuarios que aporte para el buen funcionamiento del sistema eléctrico optimizando los recursos y por ende siendo responsable con el medio ambiente.

Entonces el nuevo comportamiento de los usuarios (consumo eficiente y flexible de energía) en conjunto con los métodos aplicados para lograrlo se denomina respuesta a la Demanda (DR).[5][6][7]

La respuesta de la demanda y su evolución se torna aún más importante en el contexto de que los mercados de energía se enfrentan a cambios importantes, pasando de un modelo con generación eléctrica centralizada y operada por grandes empresas de servicios públicos hacia Plantas Virtuales de Energía (VPP), que se sustentan en combinar la producción de energía de un conjunto de plantas generadoras de pequeña escala, geográficamente cercanas y que normalmente son

propiedad de los consumidores, quienes en este nuevo modelo también actúan como productores de energía.

La energía generada en estas pequeñas redes locales (microrredes), se obtienen de fuentes de energía renovable, almacenamiento y/o con la “generación” de Negawatts, que es la unidad de energía eléctrica ahorrada por cada usuario en respuesta a la solicitud de la compañía eléctrica de distribución [8] [9].

Éste documento se relaciona con una propuesta que incentiva a los usuarios para la “generación” de Negawatts, esto implica que la estrategia aplicada en el lado de los consumidores es exitosa si logra alentar a los usuarios para cambiar razonablemente sus hábitos de consumo ya sea por reducción o modificación de los horarios de uso de determinadas cargas eléctricas. [10][11][12][2][13][14][4][15].

Las iniciativas de precios son las más utilizadas para impulsar a los consumidores al ahorro energético y además con ello se logra enlazar la tarifa del usuario con la variación real de los precios de la energía durante el día.

Aplicar precios dinámicos de la energía para el cliente final es posible en la actualidad por la existencia de los medidores inteligentes que permiten un flujo de información bidireccional entre el usuario y la distribuidora [16] [17][18] y de ser necesario realizan control sobre las cargas teniendo en cuenta los acuerdos existentes entre el usuario y la operadora de energía, entonces cuando todos los actores involucrados conocen parámetros importantes del sistema se encuentran capacitados para responder acorde a cada situación.

Los incentivos económicos para la “generación” de Negawatts, toma mayor importancia al aparecer un nuevo mercado para éstas unidades de ahorro; el operador de una VPP se encarga de agrupar los Negawatts y la energía que cada usuario de la misma genere como excedente y los puede vender a los operadores comerciales de energía y/o utilizarlos para ajustar la demanda de energía en el período pico de su propia red.[19][20]

Aún existen inquietudes alrededor de los Negawatts tales como los costos asociados a su “generación” o la metodología de medición, para

solventar esta última inquietud, el modelo usado en éste documento asume la cantidad de Negawatts como un valor propio de cada usuario, definido por la diferencia entre el la cantidad de energía luego de implementar el programa de incentivo económico con respecto al valor histórico de la demanda.[19]

Otro planteamiento que se realiza es la existencia de dos orígenes para la “generación” de Negawatts; unos que provienen del recorte en el uso de energía (Negawatts de recorte) y otros provenientes del cambio en la forma de utilizar la energía (Negawatts de diferimiento).

Para brindar una idea general de los conceptos y criterios que se tienen en cuenta, en la Sección 2 se exponen definiciones sobre Negawatts, plantas virtuales de energía (VPP), tarificación dinámica, respuesta de la demanda y tipos de carga relacionados a su participación en la respuesta de la demanda.

En la Sección 3 se formula y delimita el problema así como su modelo matemático y la metodología de solución propuesta.

En la sección 4, se realiza la optimización de las cargas diferibles a lo largo del día, que representa a los Negawatts por diferimiento que la gestión sobre éste tipo de cargas en diferentes escenarios puede aportar.

Con la información obtenida de la optimización de precios, reducción del consumo y gestión en la distribución de la carga diferible se procede al cálculo de la tarifa dinámica de la energía según los Negawatts producidos por los usuarios.

En la sección 5, 6 y 7 se analizan los resultados por escenario, se comparan dichos resultados y se especifican las conclusiones del trabajo respectivamente.

2. Marco Teórico

2.1 Negawatts, microredes, VPP.

El Negawatt es la cantidad de energía eléctrica ahorrada por el usuario en respuesta a una solicitud de la compañía eléctrica de distribución, según esta definición se concluye entonces que el resultado de la aplicación de técnicas para la gestión de la

demanda es el Negawatt. [21]

Existen aún algunas inquietudes alrededor de los Negawatts como el costo que implica producirlos, o la metodología de medición, para solventar ésta última se compara el valor de energía luego de implementar el programa RD respecto al valor histórico de cada usuario.[19]

La participación consciente de los usuarios en el funcionamiento del sistema eléctrico es fundamental, tanto que durante los últimos años se ha procurado buscar formas para incentivar la generación de los Negawatts. El Japón en el año 2017, abrió un nuevo mercado donde, el Negawatt generado o los watts producidos de forma autónoma por fábricas, oficinas y tiendas se vende a operadores comerciales de energía. La observación permite concluir que definitivamente los usuarios están motivados a cooperar activamente si reciben réditos económicos por la energía que puedan ahorrar.[22][9]

El funcionamiento activo de este nuevo mercado se apoya agrupando pequeñas cantidades de energía generada por los usuarios (Posiwatts), así como sus ahorros energéticos (Negawatts) para negociarlos con los operadores comerciales de energía eléctrica.

Resulta lógico pensar que la facilidad para reunir estas pequeñas cantidades de energía producida y ahorrada es proporcional a la cercanía entre los productores de los mismos, en este punto surge la importancia del concepto de microrred, que es un grupo de recursos de energía distribuidos (energía renovable, almacenamiento de gran tamaño y/o cargas inteligentes), geográficamente cercanos e interconectados a un control central.[23][9]

El beneficio clave de una microrred es que minimiza pérdidas de transporte de energía y toma decisiones de importación de energía desde la red, transmisión de comandos on / off a las cargas de la microrred para la reducción de carga, etc. Basada en las características del sistema en tiempo real.[20]

Dentro de este esquema, el ente encargado de administrar los Negawatts y Posiwatts para poder comercializarlos es la VPP, que actúa como una planta de energía virtual constituida por unidades descentralizadas de energía eléctrica y que están

conectadas y operadas por un solo sistema de control centralizado.[23]

Las VPP aparecen porque en general, las pequeñas plantas productoras de energía, no pueden ofrecer servicios para equilibrar reservas o flexibilidad en los intercambios de energía pues su perfil de producción y/o consumo varía mucho o simplemente no cumplen con el tamaño mínimo de oferta de los mercados.[23][22]

2.2 Respuesta y Gestión de la demanda.

Dentro del contexto descrito en la sección anterior, es importante incentivar a los usuarios para la generación de Negawatts; para alcanzarlo, éste documento plantea el uso de tarifas dinámicas en función de los Negawatts generados por cada consumidor, sean éstos debido al ahorro y/o por gestión sobre la carga diferible.

Las metodologías para realizar gestión de demanda pasan por el aumento de eficiencia en electrodomésticos, generación distribuida, iniciativas de precios y control de cargas, en el modelo presentado se utiliza la combinación de las dos últimas.[20][24]

Las iniciativas de precios se basan en remuneraciones económicas, y en la comunicación a los usuarios sobre las tarifa. La gestión de la demanda, atendiendo a ésta información señales, se puede realizar de diversas formas, manual (por ejemplo evitar encender la plancha a una hora determinada), hasta una forma más compleja (mediante tomacorrientes inteligentes programables o dispositivos de control que permiten la desconexión de elementos o reducir su consumo durante un período determinado de tiempo).[25][12] [26][27]

El control directo de cargas considera el uso de un dispositivo inteligente que pueda ser controlado de forma remota por parte del distribuidor o del operador de la red en la que se encuentre. La desconexión se realiza de forma directa por parte del operador garantizando el confort del usuario según los acuerdos establecidos y entregando las remuneraciones económicas correspondientes a cada uno.

2.3 Respuesta y gestión de la demanda por tarificación variable

La respuesta de la demanda (RD) es el cambio en el uso de la energía eléctrica por parte de los consumidores, como resultado de la aplicación de métodos de gestión de carga que buscan recortar la carga o desplazar su uso a horarios de baja demanda [10][7]. Estas técnicas básicamente se relacionan con la aplicación de tarifas variables o por incentivos al ahorro de energía en ciertos momentos críticos para el sistema.

Los intentos por reducir el nivel de demanda en un instante o el consumo total de energía se considera como gestión de la demanda [16][28].y pretenden colaborar a que el sistema eléctrico entregue un servicio de calidad, confiable, seguro y estable sin necesidad del incremento desmesurado en la infraestructura.[29][30][26][31]

Las acciones que tomará el consumidor que se encuentra inmerso en RD pueden ser de tres tipos: la reducción del uso de electricidad durante los períodos críticos pico cuando los precios son altos sin cambiar el patrón de consumo durante otros períodos, cambiando algunas de sus operaciones de altas demandas a periodos no pico o con la producción autónoma de energía eléctrica. Las dos primeras reacciones conllevan una pérdida temporal de la comodidad [32].

El objetivo de aplicar tarifas dinámicas de energía para consumidores domiciliarios que históricamente han sido fijas y planas dentro de un modelo individual de costo, donde el valor a pagar por uso de energía de cada usuario no afecta a ningún otro y depende únicamente de la cantidad de energía individual consumida, es enviar señales a los consumidores de modo que reflejen el costo variable de la energía y el usuario tome sus decisiones en función del precio de la misma [5]

Ha sido verificado que los usuarios cuyo consumo es tarificado en base a precios promedios de energía, suelen consumir mayor cantidad de energía en períodos con altos costos de generación de energía y que los mecanismos de precios variables de energía ayudan al uso y asignación de los recursos en forma más eficiente [33][28]

2.3.1 Tarifas variables

La elasticidad en la demanda por precio es un parámetro utilizado en la economía que sirve para mostrar el cambio en la cantidad de un producto solicitado cuando su precio cambia [34][35][36]. La elasticidad en la demanda eléctrica difiere con respecto a otro tipo de productos básicos (commodities) por cuanto frente a un cambio de precios, no solo se muestra una reducción en su uso sino un cambio en el horario del mismo.

Los mecanismos de precios variables o temporales utilizados para RD son varios y se describen a continuación:

2.3.2 Precios variables por Tiempo de Uso (TDU)

Este tipo de metodología busca aproximarse a las tarifas de energía en tiempo real variando el precio de la energía para el consumidor en diferentes momentos del día, como en horas de pico, de valle, etc. [5]

La tarifa TDU, no sigue con exactitud las variaciones horarias que soporta el precio de la energía en el mercado, pero sí permite establecer un reflejo de los mayores costos que coinciden con las horas de máximo consumo o uso del sistema.

2.3.3 Tarifa de Pico Crítico (TPC)

Para la implementación de éste tipo de tarifas se identifican periodos considerados como críticos, que son el resultado de contingencias, condiciones de falla en el sistema eléctrico o tiempos en que por otras razones los costos de producción de energía son exagerada e inusualmente elevados; una vez determinados los momentos críticos el mecanismo TPC propone que en éstos se apliquen tarifas muy altas.

La implementación TPC difiere de TDU en que en ésta última, la tarifa pico se aplica por periodos diarios de entre 6 y 8 horas ya sea durante todo el año o en alguna estación climática específica, mientras que TPC aplica la tarifa pico diferencial en una limitada cantidad de días del año o periodo estacional, comúnmente, el cliente es informado de de la tarifa pico diferenciada con poco tiempo de anticipación.[33]

El método denominado de período fijo (Fixedperiod CPP), es una variante de TPC y

consiste en predeterminar el tiempo y duración de la tarifa pico diferenciada, mas no se especifican los días en que se aplicará, es decir que la empresa distribuidora de energía informará al usuario con poco tiempo de antelación.

Otra variación del TPC, se fundamenta en que los clientes tienen una tarifa fija, pero si reducen su consumo en los periodos de pico crítico pueden recibir descuentos.

2.3.4 Precio de la Energía en Tiempo Real (PTR)

Las técnicas de precios de energía en Tiempo Real (PTR), proponen asignar una tarifa continuamente variable generalmente de hora en hora para la unidad de energía eléctrica. Las diferencias de tarifas están directamente relacionadas con el precio de la energía en el mercado mayorista.[37]

Al vincular los costos de la energía en el mercado mayorista con la tarifa que paga el usuario final, se logra introducir incentivos económicos que motivan el cambio en el uso de la energía y provocan indirectamente variaciones en el costo de producción.[33]

El procedimiento PTR cuenta con varias modalidades en su aplicación, una de ellas es la denominada day-ahead pricing que impulsa a los clientes para programar su consumo del día siguiente de acuerdo a la variación horaria de la tarifa, para ello suministra a los usuarios los precios de la energía con un día de anticipación en lugar de informarles el mismo instante en que se aplicará la diferenciación de precios. Se ha comprobado que con PTR generalmente los usuarios trasladan los consumos en la hora de pico hacia las horas valle, donde normalmente la tarifa es menor.[31][38]

Otra variante se denomina “Two-Part Real-Time Pricing” (TPRTP), que define para cada cliente un consumo referencial basado en su propia demanda histórica, por tal razón los usuarios solamente perciben cambio en la tarifa cuando superan su demanda referencial, con éste método los abonados aprovechan las variaciones en el costo de la energía y a su vez están protegidos de los cambios constantes y aleatorios del precio real de la energía. El cliente que consume una mayor cantidad de energía que su demanda base

referencial paga el excedente al precio real de la energía en ese momento, pero si consume menos, o desplaza su consumo del pico a las horas valle, entonces recibe incentivos económicos. [17]

2.3.5 Tarifas variables basadas en Negawatts y respuesta de la demanda

En este documento se plantea el uso combinado de las técnicas PTR y TRTP como incentivo para que los usuarios cambien la forma en el uso de energía y “generen” Negawatts

La característica TRTP del modelo propuesto radica en el cálculo de la demanda histórica por usuario y a nivel global, teniendo en cuenta tres perfiles de carga siendo el valor histórico un valor promedio entre ellos.

El matiz PTR se da por la variación horaria de las tarifas aplicadas, con este método mixto de tarificación se logran premiar a quienes “generan” Negawatts pues estos watts ahorrados pueden ser comercializados en un “mercado eléctrico” y parte de estas ventas pudieran ser entregadas a manera de compensación para los usuarios que por reducción o eficiencia de energía los producen. [8][36]

Se propone que las tarifas sean dinámicas a lo largo de todo el día a fin de que los usuarios en todo momento utilicen de forma responsable la energía, debido a estos cambios de comportamiento, indudablemente se observan modificaciones respecto de las curvas tomadas como históricas, que son de tipo reducción o traslado y que en la siguiente sección se analizan con mayor detenimiento.

2.4 Tipos de carga y optimización de la curva de demanda residencial.

La mayoría de los picos de la demanda de energía se deben a los usuarios residenciales que representan un porcentaje relevante en la demanda energética mundial y que comúnmente han tenido un comportamiento inflexible respecto a los requerimientos de la red por cuanto utilizan sus equipos eléctricos movidos únicamente por sus necesidades y para procurarse cierto nivel de confort. [2][3][39], lo que provoca que las curvas

de demanda sean de naturaleza aleatoria, por cuanto dependen únicamente de la voluntad de cada usuario para el uso de sus equipos eléctricos, sin embargo existen métodos que buscan agrupar perfiles de carga similares y de ese modo categorizarlos a fin de que al momento de requerirse algún tipo de cálculo relacionado con los usuarios exista la posibilidad de hacerlo en forma grupal y no individualmente para cada abonado [14][40] ayudando de esta manera a utilizar de mejor forma los recursos de transmisión de datos. [41].

Estos perfiles aleatorios de demanda llevan consigo información acerca de los tipos de carga, que influyen en la elasticidad del consumo eléctrico frente a la variación de precios [37][42][43], la mejora de la curva de demanda está relacionada entonces no solo al criterio económico que afecta a los usuarios sino a un cierto nivel de confort para los consumidores. [16] [44] [18][45][46]

Desde el punto de vista de RD, las cargas se han categorizado en tres tipos de acuerdo a la variación que presentan en su uso al aplicarse tarifas dinámicas, las cargas críticas son las que no pueden ser movidas bajo ninguna circunstancia, pueden incluir refrigeradores, cocina y luces críticas, las cargas recortables que se pueden reducir en emergencias o durante horas de altos precios de la energía éstas pueden ser algunas luces o equipos de aire acondicionado y por último están las cargas diferibles que pueden ser operadas horas antes o después de los momentos críticos de demanda y altos precios, entre ellas están calentadores de agua, lavadoras y secadoras. [34] [12][41]

Una vez aplicado RD, la curva de demanda histórica se ve modificada de dos formas, la primera es por reducción en el uso de la energía y luego por el diferimiento/control de cargas.

En este artículo la curva de demanda inicial se optimizará con la distribución óptima de la demanda diferible.[13]

3. Formulación del problema y modelo matemático del sistema

3.1. Formulación y delimitación del problema

Normalmente las tarifas de energía eléctrica de los consumidores residenciales han sido del tipo planas y constantes con el fin de simplificar los procesos de facturación de la energía, sin embargo este tipo de valoración ha causado la desvinculación entre el precio pagado por el usuario residencial final y la variación horaria de precios de la energía en el mercado eléctrico que a su vez provoca que el consumidor residencial se acostumbre a utilizar la energía eléctrica de forma desmesurada, sobretodo en ciertas horas del día o temporadas del año ocasionando con ello que sea necesaria mayor inversión en el sistema eléctrico de potencia para suplir la demanda.

En vista de que la participación activa de los consumidores es de vital importancia en el funcionamiento de la red o microred eléctrica, se plantea un mecanismo que incentive a los abonados a utilizar de mejor forma la energía y consiste en el uso de tarifas variables relacionadas de forma dinámica con los cambios horarios de los costos de energía.

El parámetro referencial escogido para la tarifa dinámica propuesta es el porcentaje de “Negawatts generados” por cada usuario. La señal percibida por el cliente final será la disminución o incremento en su planilla de energía, con el modelo planteado se muestra que al aplicar las tarifas horarias dinámicas dependientes del “Negawatt” se ocasiona una ganancia para quienes deciden participar en el programa RD mientras que lo contrario sucede para los consumidores que no participan.

El modelo planteado también considera que todo usuario busca un cierto nivel de “confort” al usar la energía y que además la reeducación en el consumo energético es un proceso progresivo y por tal razón no se puede esperar un cambio drástico instantáneo en el consumo. Los aspectos progresivos y de confort se toman en cuenta al considerar tres tipos de cargas: fija, recortable y diferible a fin de que los “Negawatts generados” provengan de dos fuentes: a) Por el recorte de energía (Negawatts de recorte) y b) por el cambio

de horario en que se utiliza la energía (Negawatts por diferimiento); dentro del “diferimiento” de energía se analizó también la influencia en las tarifas cuando la carga diferible es distribuida de forma óptima a lo largo de cualquier hora del día y en horas específicas del día.

En la siguiente sección se expone detalladamente el modelo de tarifas dinámicas planteado.

3.2. Modelamiento del sistema

3.2.1. Descripción del sistema

Usuarios: en el sistema se consideran los de tipo residencial, pertenecientes a una misma microred y que se encuentran conectados a una barra de energía eléctrica que es abastecida por cinco generadores.

El número de usuarios residenciales, dentro del sistema es “n”. El conjunto que los define es:

$$U = \{u_1, u_2, u_3, \dots, u_n\} \quad (1)$$

Cada uno de estos usuarios, se encuentran utilizando una cierta cantidad de energía a cada instante. El horizonte finito de tiempo en este modelo está dividido en “T” intervalos diarios iguales de 15 minutos que corresponden a la información emitida por los equipos de medición inteligente

$$\tau = \{t_1, t_2, \dots, t_{96}\} \quad (2)$$

De acuerdo a la cantidad de energía utilizada, para la obtención de las curvas se demanda se clasificó a los usuarios como del tipo A, B y C, siendo los Tipo A los mayores consumidores.

Modelo matemático de la demanda: toma en cuenta que el usuario utiliza la energía eléctrica a fin de procurarse cierto nivel de “confort” y por tal razón el cambio en el uso de energía eléctrica es progresivo, dentro del modelo estos aspectos se traducen de la siguiente forma:

El “confort” se modeló al clasificar las cargas residenciales en: fijas, recortables y diferibles.

Las cargas denominadas “fijas” son aquellas que no pueden dejar de utilizarse y tampoco su uso puede ser desplazado en el tiempo tales como refrigeradores, cocinas y ciertos puntos de iluminación.

Las cargas “recortables” son aquellas que pueden dejar de utilizarse en un cierto porcentaje sin que se afecte considerablemente a la comodidad de los consumidores, esto se puede lograr de diferentes formas tales como reemplazar la iluminación incandescente con iluminación led, la adquisición de electrodomésticos más eficientes o por la decisión consciente del abonado de recortar el uso de cargas innecesarias o hacer un uso razonable de equipos de calefacción, aires acondicionados y/o termostatos.

Las cargas denominadas “diferibles” son aquellas que podrían ser utilizadas en horas en que la demanda de energía es menor, para conseguirlo existen formas distintas sea con equipos electrónicos que los activen en horas adecuadas, o con la participación directa del que opte por utilizarlas fuera de las horas de mayor demanda. Estos equipos pueden ser lavadoras, secadoras, aspiradoras.

Los valores diarios de potencia fija, recortable y diferible constituyen arreglos de datos, donde “n” representa el número de usuario, “t” es el intervalo de tiempo en que se tomó el dato de energía utilizada y “d” corresponde al día de muestra.

$$Fija = \begin{bmatrix} P_{d/1/1} & \dots & P_{d/1/96} \\ \dots & / & \dots \\ P_{d/n/1} & \dots & P_{d/n/96} \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$Cut = \begin{bmatrix} P_{Cut_d/1/1} & \dots & P_{Cut_d/1/96} \\ \dots & / & \dots \\ P_{Cut_d/n/1} & \dots & P_{Cut_d/n/96} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$Dif = \begin{bmatrix} P_{Dif_d/1/1} & \dots & P_{Dif_d/1/96} \\ \dots & / & \dots \\ P_{Dif_d/n/1} & \dots & P_{Dif_d/n/96} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Éstas matrices de potencia llevan en sí mismas información acerca del tipo de usuario por cuanto provienen de curvas de demanda bases propias de cada clase de consumidor. En estos arreglos de potencia se contiene la información inicial de la

energía utilizada por cada usuario antes de la implementación del programa RD.

Parte del tema de confort así como el cambio progresivo en el modo de empleo de la energía eléctrica de los consumidores residenciales, se toma en cuenta con la medición planteada de los “Negawatts generados” que se describe enseguida. Una vez implementado el programa RD, algunos de los usuarios deciden alinearse con éste, por lo tanto las matrices de los diferentes tipos de potencias se verán modificadas a sus correspondientes matrices primas (luego de implementado el programa RD)

La metodología para la medición de Negawatts propuesta es igual a la diferencia existente entre la cantidad de energía horaria consumida históricamente antes de la aplicación de RD por cada abonado respecto de la energía demandada una vez que los usuarios deciden o no acoger el programa RD basado en tarifas dinámicas.

Respecto a los “Negawatts de recorte”, se considera beneficioso en cualquier hora del día, esto implica que todo usuario que se encuentre inscrito en el programa RD y que reduce el uso de energía se verá beneficiado en el pago de la misma independientemente del horario en que decida recortar su uso.

En relación a los “Negawatts por diferimiento” se analizó lo que sucede con las tarifas al distribuir la carga diferible en cualquier hora del día (esto se realizaría con un equipo de control de cargas) y también la consecuencia de repartir esta carga únicamente a ciertos intervalos de tiempo que se consideran razonables para que el propio usuario pueda accionar sus equipos

Arreglos similares a los mostrados en las ecuaciones (3) (4) (5), contendrán los datos de las demandas históricas y las demandas una vez aplicado el programa RD.

El número de días considerado para obtener los valores históricos de demanda por usuario es “d”, representados por el conjunto “D”.

$$D = \{d_1, d_2, \dots, d_d\} \quad (6)$$

Modelo tarifas eléctricas dinámicas basadas en el “Negawatt”: se utilizan las siguientes cláusulas: 1) Antes de la implementación del programa de

respuesta a la demanda, la tarifa eléctrica para todos los usuarios residenciales es plana y se relaciona con el despacho económico correspondiente. 2) En el valor por unidad de energía de cada generador ya se encuentra incluida la ganancia del distribuidor de energía. 3) Las tarifas son del tipo “Two-Part Real-Time Pricing” (TPTR), 4) Se obtiene el porcentaje de “Negawatts generados” para clasificar a los usuarios en cuatro clústeres por lo tanto existirán cuatro tarifas distintas, 5) Los escenarios a analizar son: antes a RD, luego de RD, con RD y distribución de carga diferible en cualquier horario y el último con la carga diferible repartida únicamente en horas hábiles del día.

3.3. Metodología de solución

El problema formulado se resuelve considerando el sistema como una microred que tiene cinco fuentes de generación de energía geográficamente muy cercanas y que por lo tanto las pérdidas en la transmisión se consideran nulas, bajo ésta consideración el sistema se puede tratar como aislado con una sola barra y la gestión de carga diferible se resuelve con la minimización de costos de energía eléctrica variantes en el día y su distribución óptima durante el día.

La solución propuesta consiste en forjar tarifas dinámicas del tipo, “Two-Part Real-Time Pricing” (TPRTP), que requiere definir para cada cliente el consumo histórico previo a la implementación del programa RD que servirá de valor referencial para compararlo con la demanda del usuario luego de aplicado el esquema RD y que constituye la medida de los Negawatts generados y permite clasificar a cada usuario y asignarle la tarifa que le corresponde según el ahorro logrado.

El proceso propuesto para alcanzar la mejor respuesta de la demanda debido a las tarifas dinámicas basadas en el Negawatt es el siguiente: en primer lugar se generan los datos aleatorios emitidos por los medidores inteligentes basados en curvas de demanda base que plantean la existencia de tres tipos de usuario (A,B,C) clasificados de acuerdo a la cantidad de energía consumida, que es el resultado del uso de cargas fijas, recortables y diferibles, la información obtenida dependerá

entonces del tipo de usuario, la clase y la cantidad de equipos (C), la potencia de cada artefacto (Pot) y la forma de utilización a lo largo del día, este último parámetro será representado por un valor randómico proporcional a la demanda en cada hora (FU), entonces será alto en caso de las horas pico y pequeño en caso de horas de baja demanda. La Figura 1 y Figura 2 muestran las curvas de demanda base por tipo de usuario y la demanda base según las cargas del usuario Tipo A.

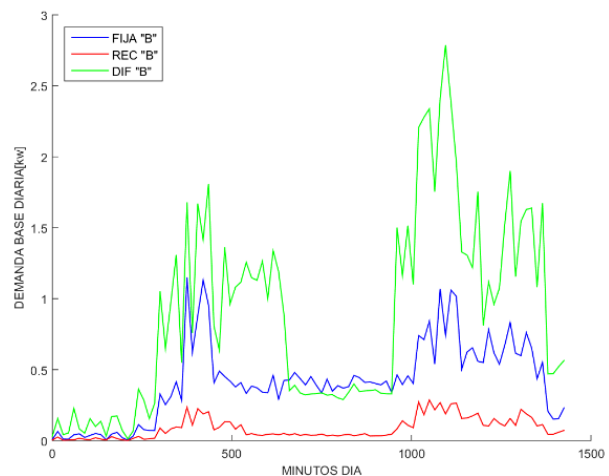


Figura 1. Demandas base según tipo de usuario

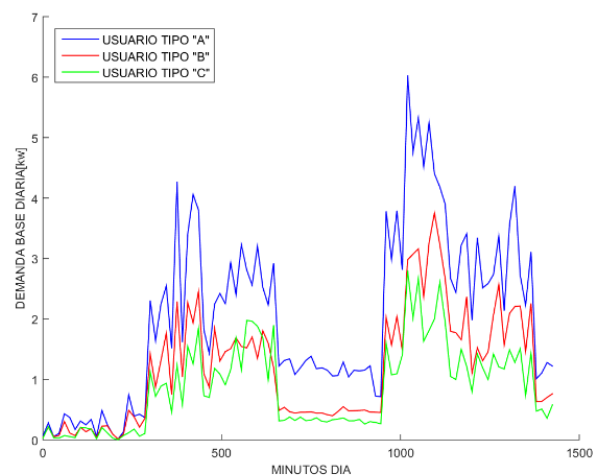


Figura 2. Carga fija, recortable y diferible. Usuarios tipo A

Las expresiones matemáticas muestran el pseudocódigo que simula las demandas base.

Demanda base de cargas fijas

Entradas:

$$T = [1, 2, 3] \rightarrow \text{Tipos_de_usuario} : A, B, C$$

$$E = [e_1, e_2, \dots, e_{E_{fijo}}] \rightarrow \text{Equipos_el\u00e9ctricos}$$

$$C = [c_1, c_2, \dots, c_{E_{fijo}}] \rightarrow \text{Cantidad_equipos}$$

$$Pot = [pot_1, pot_2, \dots, pot_{E_{fijo}}] \rightarrow \text{Potencia_equipos}$$

$$FU_{fija} = [fu_1, fu_2, \dots, fu_{1440}] \rightarrow \text{Factor_utilizaci\u00f3n}$$

$$Dim_Fija_{base} = [96] \rightarrow \text{intervalos_diarios_de_15'}$$

Salida:

$$Fija_{base/T} = [f_{base/T/1}, f_{base/T/2}, \dots, f_{base/T/1440}]$$

Paso 1: Generaci\u00f3n de curvas de demanda base para diferentes tipos de usuario

Para j=1 hasta 1440 con paso de 15 hacer

$$Fija_{base_T}(j) = \sum_{i=1}^{E_{fijo/T}} C_{j/T} * Pot_{j/T} * FU_{j/T}$$

Fin Para

FIN

A partir de las curvas base se generan las demandas diarias, como primer paso se asigna aleatoriamente el tipo de usuario para cada uno de los consumidores considerados.

Asignaci\u00f3n tipo de Usuarios y participan RD

Entradas:

$$U = [u_1, u_2, \dots, u_n]$$

$$T = [1, 2, 3]$$

$$Dim_Tipo_us = n$$

Salida:

$$Tipo_us(n) = [rand_1, rand_2, \dots, rand_n]$$

Paso 1: Asignaci\u00f3n rand\u00f3mica de usuarios que ingresan a RD

$$Tipo_us1(n) = [rand1_1, rand1_2, \dots, rand1_n]$$

Para d=1 hasta n con paso de 1 hacer

$$x = \text{random}(1, 3)$$

$$Tipo_us(n) = x$$

Fin Para

Para d=1 hasta n con paso de 1 hacer

$$x1 = \text{random}(1, 0)$$

$$Tipo_us1(n) = x1$$

Fin Para

FIN

Las curvas de uso diario de energ\u00eda para “d” d\u00edas, se obtienen de multiplicar las curvas de demanda base por escalares rand\u00f3micos diferentes para cada hora, d\u00eda y usuario, todos estos datos ser\u00e1n almacenados en arreglos de tres dimensiones correspondiendo la tercera al d\u00eda observado, esto se hace previo el c\u00e1lculo de la curva de demanda hist\u00f3rica que corresponde al promedio de las curvas diarias

Aqu\u00ed, las expresiones matem\u00e1ticas y pseudoc\u00f3digo que los resume.

$$Fija\{u, \tau, d\} = r_{fijo}\{u, \tau, d\} * Fija_{base}\{u, \tau, d\} \quad (7)$$

$$Cut\{u, \tau, d\} = r_{cut}\{u, \tau, d\} * Cut_{base}\{u, \tau, d\} \quad (8)$$

$$Dif\{u, \tau, d\} = r_{dif}\{u, \tau, d\} * Fija_{dif}\{u, \tau, d\} \quad (9)$$

Demanda diaria de cargas fijas antes de RD

Entradas:

$$Fija_{base}\{u, t, d\}$$

Salida:

$$Fija\{u, t, d\}$$

Paso 1: Generaci\u00f3n de curvas de demanda en funci\u00f3n de la demandas base

PARA t=1 hasta 1440 con paso de 15 HACER

PARA n=1 hasta n con paso de 1 HACER

SI $Tipo_us(n) = 1$ ENTONCES

$$Fija\{u, t, d\} = rand * Fija_{base/A/}(t)$$

SINO

SI $Tipo_us(n) = 2$ ENTONCES

$$Fija\{u, t, d\} = rand * Fija_{base/B/}(t)$$

SINO

$$Fija\{u, t, d\} = rand * Fija_{base/C/}(t)$$

FIN SI

FIN SI

FIN PARA

FIN PARA

FIN PARA

FIN

Demanda histórica de cargas fijas.

Entradas: $Fija\{u,t,d\}$ **Salida:** $\overline{Fija}\{u,t,d\}$ **Paso 1:** Promedio de curvas de demanda diariasPara $u=1$ hasta n con paso de 1 hacerPara $t=1$ hasta 1440 con paso de 15 hacer

AUX1=0

AUX2=0

Para $d=1$ hasta 3 con paso de 1 hacerAUX1=AUX1+FIJA $\{u,t,d\}$

Fin para

AUX2=AUX1/3

$$\overline{Fija}\{u,t,d\} = AUX1$$

Fin Para

Fin Para

FIN

Las curvas de demanda luego de la implementación de RD, consideran que la carga fija se mantiene invariable para garantizar un nivel mínimo de “confort” del usuario y que un porcentaje de la carga recortables y diferible es ahorrada, además parte de la carga diferible es utilizada en un horario de baja demanda, los usuarios no RD mantienen un perfil de carga invariable, según el pseudocódigo siguiente.

Demanda diaria de cargas fijas, luego de RD

Entradas: $\overline{Fija}\{u,t,d\}$ **Salida:** $Fija_RD\{u,t,d\}$ **Paso 1:** Curvas de demanda luego de RDPARA $u=1$ hasta n con paso de 1 HACERPARA $t=1$ hasta 1440 con paso de 15 HACERSI $Tipo_us1(n) = 1$ ENTONCES

$$Fija_RD\{u,t,1\} = rand * \overline{Fija}\{u,t,d\}$$

SINO

$$Fija_RD\{u,t,1\} = \overline{Fija}\{u,t,d\}$$

FIN PARA

FIN PARA

FIN

Para realizar la optimización, es necesario obtener la curva de demanda total que se obtiene de aplicar el pseudocódigo que sigue

Curva de demanda antes de RD

Entradas: $\overline{Fija}\{u,t,d+3\} \rightarrow Demanda_histórica_fija$ $\overline{Cut}\{u,t,d+3\} \rightarrow Demanda_histórica_recortable$ $\overline{Difer}\{u,t,d+3\} \rightarrow Demanda_histórica_diferible$ **Salida:** $V_Dem_T_{NO_RD}[t]$ **Paso 1:** Obtención de la matriz total de cargasPARA $t=1$ hasta 1440 con paso de 15 HACERPARA $d=1$ hasta n con paso de 1 HACER

$$Mz_T_No_RD[u,t] = \overline{Fija}\{u,t,d+3\} + \overline{Cut}\{u,t,d+3\} + \overline{Difer}\{u,t,d+3\}$$

FIN PARA

FIN PARA

Paso 2: Sumatorio de cargas de todos los usuarios en cada horaPARA $t=1$ hasta 1440 con paso de 15 HACER

AUX=0

PARA $d=1$ hasta n con paso de 1 HACER

$$AUX = AUX + Mz_Dem_T_No_RD[u,t]$$

FIN PARA

$$V_Dem_T_{NO_RD}[t] = AUX$$

FIN PARA

FIN

3.3.1. Estimación de “Negawatts generados” y clasificación de los usuarios.

Con los perfiles de demanda se procede a comparar en cada hora del día los perfiles de demanda del escenario histórico (antes de RD) con el escenario después del programa RD, con esto se logra “medir” el porcentaje de “Negawatts” generado por cada usuario, a partir de estos datos de ahorro energético utilizando el método kmeans se procede a la clasificación horaria de los usuarios en cuatro clústeres, cabe indicar en este punto que para cada hora del día existirán cuatro tarifas posibles que asignarán a cada usuario según el clúster en que se encuentre La Figura 3, muestra el

gráfico de la matriz de clasificación horaria por clúster de los usuarios.

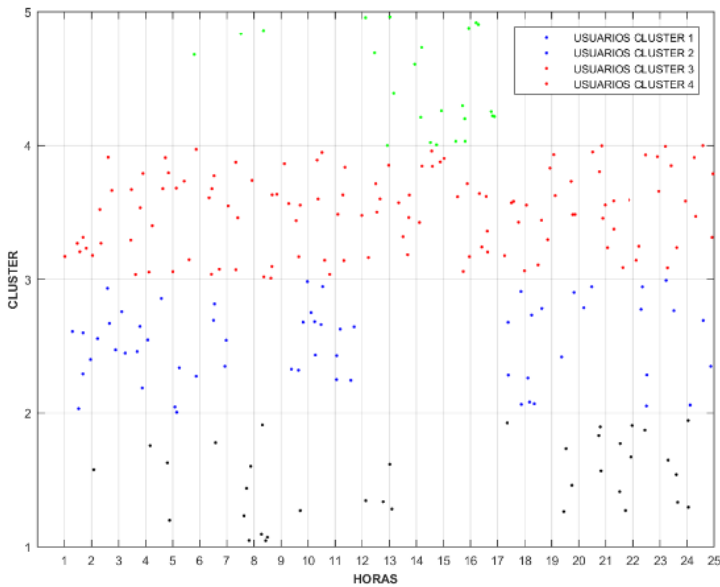


Figura 3. Clasificación horaria de usuarios por clúster

3.3.2. Optimización de la curva de demanda a través de la gestión

Una vez obtenidas las curvas de demanda se realiza la optimización costos según las condiciones del mercado así como también la optimización de la distribución de las cargas diferibles durante las 24 horas del día. En este escrito se plantean tres distintos escenarios que se explicarán posteriormente.

3.3.3. Cálculo de las tarifas dinámicas basadas en el “Negawatt”

Uno de los resultados de la optimización es la mejor asignación de la energía por hora a cada generador, con esta información es posible el cálculo de la tarifa por energía utilizada.

En primer lugar se calcula la tarifa plana horaria por energía consumida que se obtiene de dividir el costo optimizado total para la cantidad total de energía esto en cada intervalo de tiempo.

Se realizó una clusterización de acuerdo al porcentaje de Negawatts generados por cada usuario respecto de su consumo histórico antes del programa RD, el centroide de cada clúster es utilizado para rebajar en ese porcentaje proporcional la tarifa plana correspondiente a cada

uno de los cuatro grupos de usuarios; como se puede entender los consumidores que no se adhirieron al esquema RD no rebajarán el valor del kwh consumido más bien lo incrementarán.

Al implementarse el programa de respuesta de la demanda existe un ahorro, en una situación ideal todos los usuarios debieron colaborar en esa disminución, al no ser así, a los consumidores que no lo hicieron (No RD) se les asigna una penalización

En todo sistema eléctrico se prevé una cantidad de energía adicional a la demanda para poder enfrentar cualquier imprevisto, para éste cálculo se asumió como energía de reserva un 15% de la demanda de cada hora, ésta energía de reserva también ingresa en la optimización de costos.

En la Figura 4 se muestra el criterio para el cálculo de tarifas dinámicas de energía utilizada.

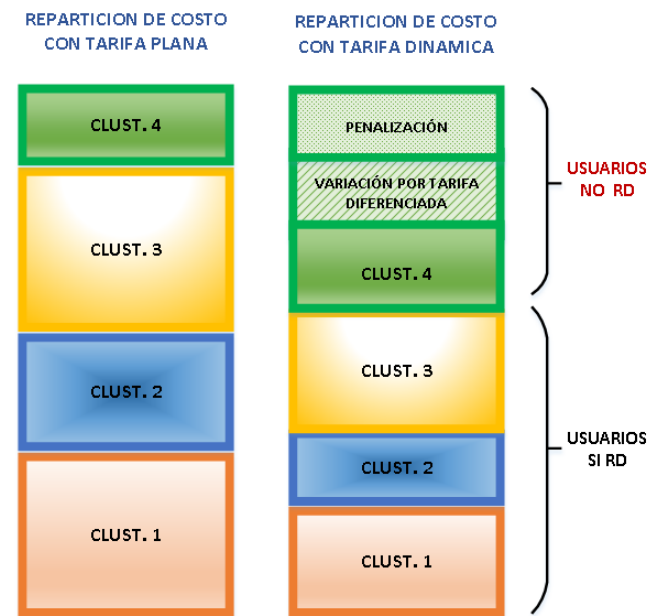


Figura 4. Criterio de cálculo para tarifas dinámicas

En las líneas siguientes se encuentra el pseudocódigo para el cálculo de las cuatro tarifas dinámicas de energía utilizada y que se asignan a cada consumidor de acuerdo al clúster de clasificación que le corresponda según la cantidad de Negawatts que cada uno generó como respuesta a las técnicas de gestión aplicada.

Tarifas dinámicas de energía utilizada

Entradas:

$Mz_Pot(g,t) \rightarrow$ Matriz_potencias_por_generador

$V_Pot_{Tot}(t) \rightarrow$ Vector_potencia_horaria_total

$V_costo_gen(g) \rightarrow$ Vector_kw_generador

$Porc(clus) = [C1, C2, C3, C4] \rightarrow$ Vector_porcentaje_Negawatts_generados

$Mz_Ener(clus,t) \rightarrow$ Matriz_energía_usada_por_cluster

Salida:

$Tarif_plana_watt(t) \rightarrow$ Tarifa_horaria_plana

$Mz_Tarif_dinam_watt(t) \rightarrow$ Tarifa_horaria_dinámica

Paso 1: Obtención de la matriz de costo por hora y por generador

PARA $g=1$ hasta 4 con paso de 1 HACER

PARA $t=1$ hasta 24 con paso de 1 HACER

$Mz_costo(g,t) = (Mz_Pot(g,t)) * (V_costo_gen(g))$

FIN PARA

FIN PARA

Paso 2: Obtención del vector de costo total por hora

PARA $t=1$ hasta 24 con paso de 1 HACER

PARA $g=1$ hasta 4 con paso de 1 HACER

$V_costo_{Tot}(t) = (V_costo_{Tot}(t)) + (Mz_costo(g,t))$

FIN PARA

FIN PARA

Paso 3: Cálculo de tarifa plana

$Tarif_plana_watt(t) = (V_costo_{Tot}(t)) / V_Pot_{Tot}(t)$

Paso 4: Cálculo de tarifas dinámicas por cada clúster

PARA $t=1$ hasta 24 con paso de 1 HACER

PARA $clus=1$ hasta 4 con paso de 1 HACER

$Mz_costo_difer(clus,t) = (Tarif_plana_watt(t)) - (Tarif_plana_watt(t) * Porcent(clus))$

FIN PARA

FIN PARA

PARA $t=1$ hasta 24 con paso de 1 HACER

PARA $clus=1$ hasta 4 con paso de 1 HACER

$Mz_costo_{Tot_difer}(clus,t) = Mz_Ener(clus,t) * Mz_costo_difer(clus,t)$

FIN PARA

FIN PARA

PARA $t=1$ hasta 24 con paso de 1 HACER

AUX_RSVA=0

$clus=1$

PARA $clus=1$ hasta 4 con paso de 1 HACER

$AUX_RSVA = AUX_RSVA + Mz_costo_{Tot_difer}(clus,t)$

FIN PARA

$V_costo_{Tot_difer}(t) = AUX_RSVA$

FIN PARA

PARA $t=1$ hasta 24 con paso de 1 HACER

$Variac_Costo_{Tot_plana_y_diferenc} = (V_costo_{Tot}(t)) - (V_costo_{Tot_difer}(t))$

FIN PARA

PARA $t=1$ hasta 24 con paso de 1 HACER

$V_Costo_Energ_usada_NO_RD(1,t) = Mz_costo_{Tot_difer}(1,t) + Variac_Costo_{Tot_plana_y_diferenc}$

FIN PARA

PARA $t=1$ hasta 24 con paso de 1 HACER

$Mz_costo_{Tot_difer}(1,t) = V_Costo_Energ_usada_NO_RD(1,t)$

FIN PARA

$Mz_Tarif_dinam_watt(t) = Mz_costo_{Tot_difer}(1,t)$

4. Casos de estudio

Para la distribución óptima de la demanda ocasionada por las cargas diferibles se plantean varios escenarios: uno previo a RD y tres una vez implementado el mecanismo de respuesta de la demanda.

Es claro que según el caso, la curva sufrirá ciertas modificaciones particulares por el efecto del ahorro generado por los usuarios que se acogen al programa RD y por la distribución de la carga diferible.

Para esta sección:

$g \rightarrow$ Generador

$h \rightarrow$ Hora del día

$P_{g,h} \rightarrow$ Pot. No diferible por hora y generador

$Dif_{g,h} \rightarrow$ Pot. Diferible por hora y generador

$C_gen_g \rightarrow$ Costo kwh por generador

$(DEM_{NO_RD})_h \rightarrow$ Dem. Total previa RD

$(DEM_{SI_RD})_h \rightarrow$ Dem. Total con RD

$Dgen_{min} \rightarrow$ Capacidad mínima de generador

$Dgen_{max} \rightarrow$ Capacidad máxima de generador

$Dif_h \rightarrow$ Carga diaria total diferible

4.1. Función objetivo

En todos los casos propuestos, se busca minimizar los costos de energía eléctrica, tomando en cuenta los cinco disponibles durante las 24 horas del día. Ecuación 10.

$$Costo_{\min} = \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} (P_{g,h} + Dif_{g,h}) * C_{-gen_g} \quad (10)$$

4.2. Restricciones

En los escenarios propuestos existen dos restricciones comunes, las demandas máximas y mínimas de cada generador, las ecuaciones 11-12 las representan.

$$r1 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} (P_{g,h} + Dif_{g,h}) \geq Dgen_{\min} \quad (11)$$

$$r2 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} (P_{g,h} + Dif_{g,h}) \leq Dgen_{\max} \quad (12)$$

4.3. Caso 1: previo a implementar RD

En este caso la curva de demanda es la totalidad previa RD, no se separan las cargas diferibles pues no se distribuyen en el tiempo, esto constituye las dos restricciones particulares para este escenario. Ecuaciones 13 - 14

$$r3 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} P_{g,h} = (DEM_{NO_RD})_h \quad (13)$$

$$r4 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} Dif_{g,h} = 0 \quad (14)$$

4.4. Caso 2: Con RD sin distribución de cargas diferibles.

La curva de demanda utilizada es la que considera la aplicación de RD, es decir que los usuarios inscritos en el programa ya tomaron acciones para reducir el consumo de energía, sin embargo no se considera aún la distribución de cargas diferibles. Las restricciones específicas son:

$$r1 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} P_{g,h} = (DEM_{SI_RD})_h \quad (15)$$

$$r4 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} Dif_{g,h} = 0 \quad (16)$$

4.5. Caso 3: con RD y distribución de cargas diferibles en horario hábil.

En este caso la curva de demanda también se optimiza al tomar en cuenta la carga diferible y distribuirla a lo largo del día en horas hábiles entre las 6h:00 y 24h:00. Las restricciones específicas del caso se expresan en las Ecuaciones 17 - 18

$$r1 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} P_{g,h} = (DEM_{SI_RD})_h \quad (17)$$

$$r4 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=6}^{24} Dif_{g,h} = \sum_{h=1}^{24} Dif_h \quad (18)$$

4.6. Caso 4: con RD y distribución de cargas diferibles en cualquier horario.

El único cambio en las restricciones respecto al caso anterior es que el horario para repartir la carga diferible es en cualquier hora del día, esto se expresa en las Ecuaciones 19 - 20

$$r1 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} P_{g,h} = (DEM_{SI_RD})_h \quad (19)$$

$$r4 \rightarrow \sum_{g=g1}^5 \sum_{h=1}^{24} Dif_{g,h} = \sum_{h=1}^{24} Dif_h \quad (20)$$

5. Resultados y análisis

A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada escenario, considerando la existencia de 10 usuarios.

5.1. Escenario 1: previo a RD

En la Figura 5, se observa el perfil de carga total antes de aplicar el mecanismo de respuesta de la demanda, los datos que contiene la gráfica sirven de referencia inicial histórica que permite la medición de la cantidad de Negawatts al compararla con las curvas de demanda obtenidas una vez aplicado el método de gestión, se puede observar que el pico máximo de energía es de 156 [kwh]. La Figura 6, muestra costos horarios asociados con cada generador, mientras que la tarifa plana utilizada en este caso se encuentran en

la Figura 7, por último en la Tabla 1, se encuentra el costo diario pagado por usuario.

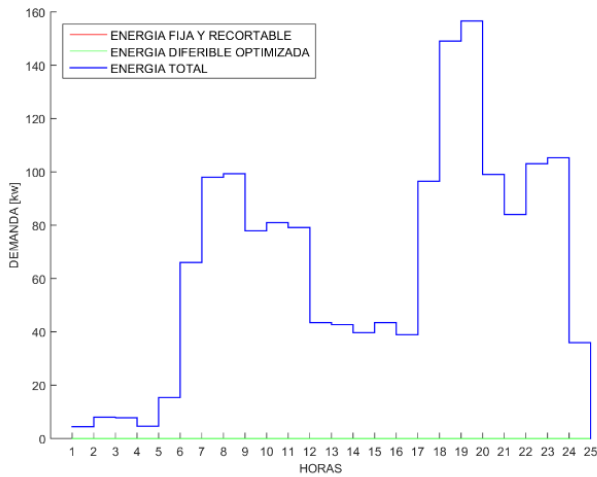


Figura 5. Curva de demanda antes de RD

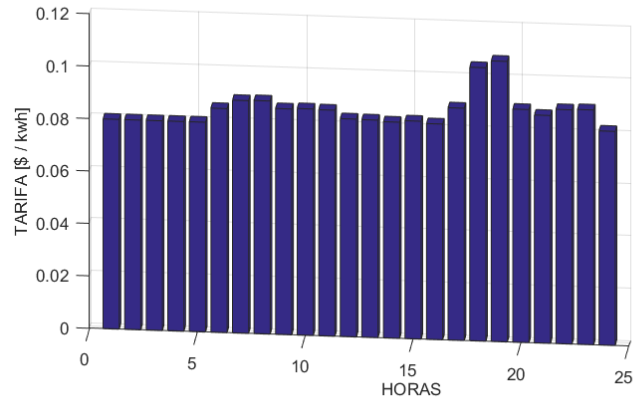


Figura 7. Tarifa plana antes de RD

5.2. Escenario 2: con RD sin diferimiento de carga

La nueva curva de demanda al aplicar RD sin considerar el diferimiento de carga sino únicamente el efecto de la reducción en el uso de la energía, se puede apreciar en la Figura 8, el pico máximo de energía: 113 [kNwh]. Los costos totales horarios por generador se aprecian en la Figura 9.

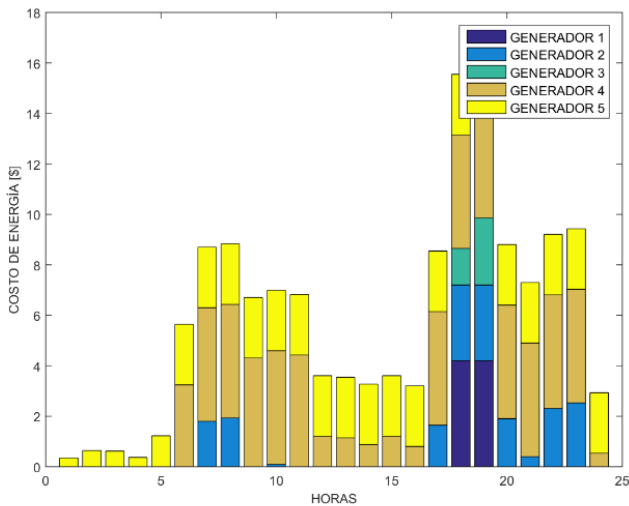


Figura 6. Costos horarios asociados a cada generador previo RD

Tabla 1. Costo diario por usuario antes RD

USUARIO RD?	COSTO DIARIO A PAGAR [\$/ kWh]
Si	1.4300
Si	0.9804
No	0.9760
Si	1.4086
Si	1.2003
No	1.1962
No	1.4111
No	1.4078
Si	1.2086

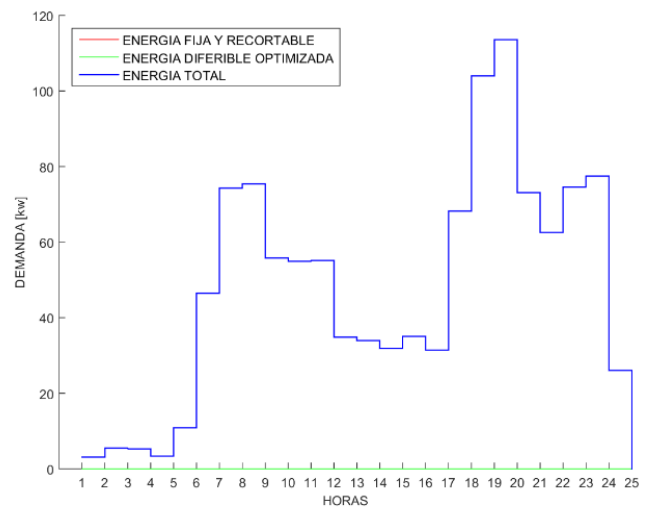


Figura 8. Curva de demanda con RD

En la Figura 10, se observan las cuatro diferentes tarifas dinámicas según los cuatro clústeres de clasificación de acuerdo a los Negawatts

generados, en la Tabla 2, existen los costos a pagar por cada usuario.

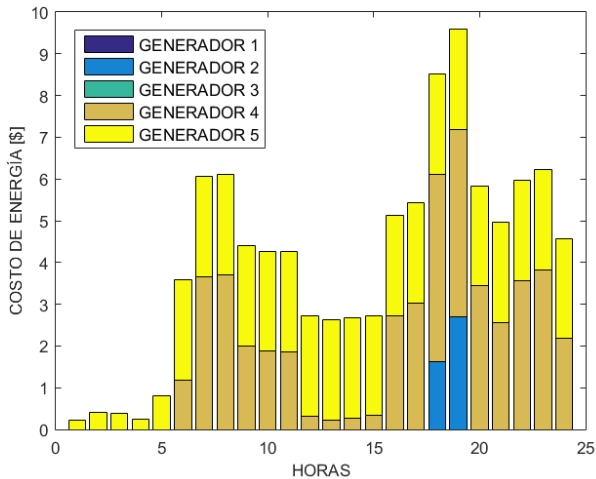


Figura 9. Costos hora asociados a cada generador con RD

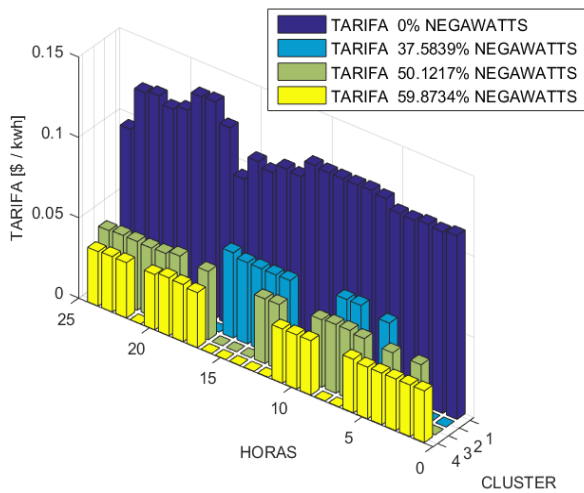


Figura 10. Tarifas dinámicas con RD

5.3. Escenario 3: con RD y diferimiento de carga en cualquier horario

En éste caso se busca verificar las consecuencias de diferir cargas en cualquier horario. En la Figura 11 y Figura 12 se aprecia la modificación de la curva de demanda total, en cuanto a la reducción de momentos pico y la distribución de la carga diferible en cualquier horario del día. Punto máximo de energía de 106 [Nkwh].

Tabla 2. Costo diario por usuario con RD, con tarifa plana y dinámica

USUARIO RD?	COSTO DIARIO [\$. TARIFA PLANA	COSTO DIARIO [\$. TARIFA DINÁMICA
Si	0.7189	0.3397
Si	0.5465	0.2850
No	1.2912	1.8036
No	1.0632	1.4841
Si	0.7213	0.3424
Si	0.5844	0.2660
No	1.3009	1.8169
No	1.5379	2.1443
No	1.5348	2.1396
Si	0.5885	0.2680

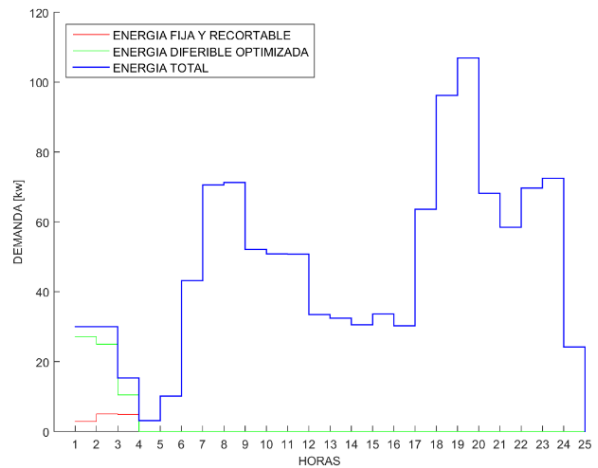


Figura 11. Curva de demanda con RD y diferimiento en cualquier horario

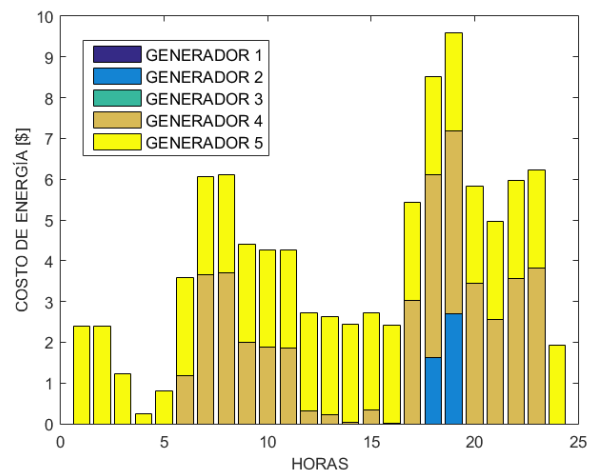


Figura 12. Curva de demanda con RD y diferimiento en cualquier horario

En la Figura 13 se presentan las tarifas dinámicas por clúster y los pagos diarios por usuario en la

Tabla 3, tanto para el caso de tarifa plana y tarifa dinámica.

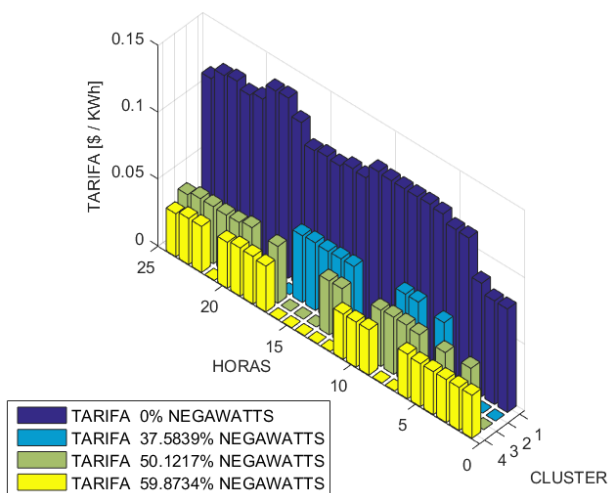


Figura 13. Tarifas dinámicas con RD. Diferimiento cualquier horario

Tabla 3. Costo diario por usuario con RD y diferimiento en cualquier horario, con tarifa plana y dinámica

USUARIO RD?	COSTO DIARIO [\$.] TARIFA PLANA	COSTO DIARIO [\$.] TARIFA DINÁMICA
Si	0.7147	0.3376
Si	0.5433	0.2834
No	1.2833	1.8319
No	1.0568	1.5082
Si	0.7170	0.3404
Si	0.5809	0.2645
No	1.2929	1.8455
No	1.5287	2.1784
No	1.5256	2.1736
Si	0.5849	0.2665

Escenario 4: con RD con diferimiento de carga en horario hábil

Se observa el efecto del diferimiento de cargas en horarios que consideran hábiles, Figura 14, Figura 15 y Figura 16 muestran la curva de demanda total, costos de la energía y las tarifas dinámicas correspondientes a cada clúster. El pico máximo de energía es 106 [Nkwh].

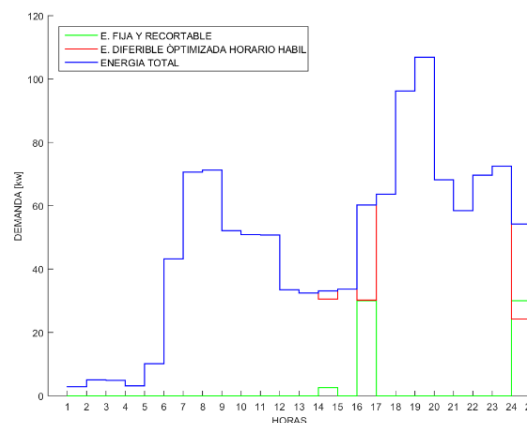


Figura 14. Curva de demanda con RD y diferimiento en horario hábil

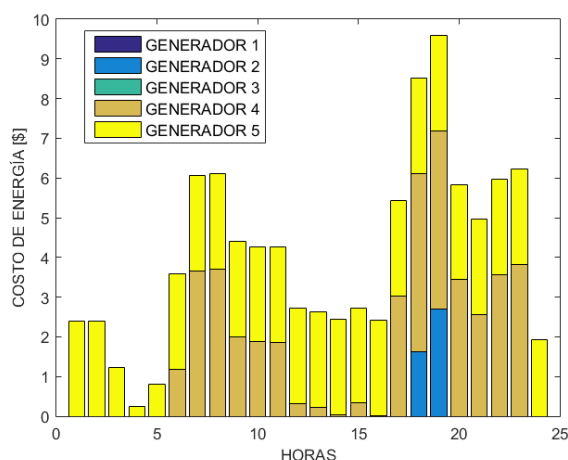


Figura 15. Costos horarios asociados a cada generador con RD y diferimiento horario hábil

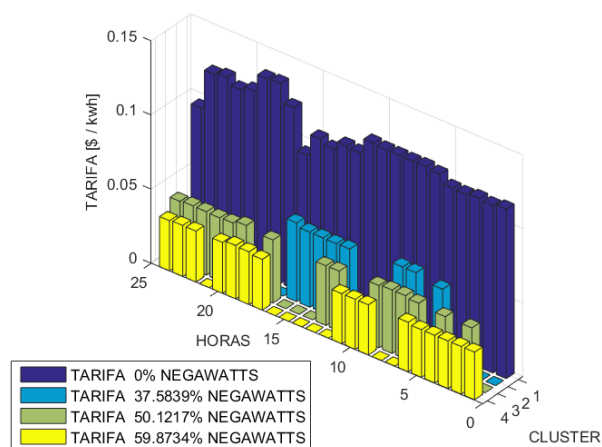


Figura 16. Tarifas dinámicas con RD y diferimiento de carga en horario hábil

En la Tabla 4, se hallan los valores diarios a cancelar por parte de cada uno de los usuarios para tarifa plana y dinámica.

Tabla 4. Costo diario por usuario con RD y diferimiento en horario hábil, con tarifa plana y dinámica

USUARIO RD?	COSTO DIARIO [\$.] TARIFA PLANA	COSTO DIARIO [\$.] TARIFA DINÁMICA
Si	0.7172	0.3390
Si	0.5450	0.2844
No	1.2867	1.8274
No	1.0596	1.5038
Si	0.7195	0.3418
Si	0.5827	0.2655
No	1.2966	1.8401
No	1.5333	2.1709
No	1.5301	2.1664
Si	0.5868	0.2675

6. Comparación de resultados

La Figura 17 muestra la comparación entre la potencia diaria utilizada antes y después de RD, se puede observar que se generó un 27% de Negawatts en un día, correspondientes a 422 kNegawatts

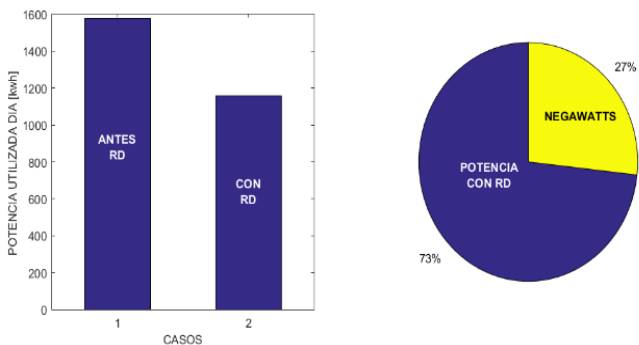


Figura 17. Negawatts diarios “generados”

En la Tabla 5 y Figura 18, se contrastan los valores máximos de las curvas de demanda en los diferentes escenarios donde se observa que existe una gran variación entre el antes y el después de RD de 27%, además se observa que los Negawatts por diferimiento también generan la reducción del pico de la demanda del 6,20%.

Tabla 5. Máximos de los perfiles de demanda según los casos

Esc.1: Previo RD	Esc.2: Con RD	Esc.3: Con RD y difer. todo horario	Esc.4: Con RD y difer. horario hábil
156.6081	113.5650	106.9091	106.9091

En la Tabla 6 y Tabla 7, se pueden apreciar y comparar los valores de la energía diaria, en primer lugar se evidencia el ahorro de energía de entre el momento antes de RD y luego de RD, se nota además que en caso de que el esquema fuese plano el valor es menor que en el caso de la tarificación dinámica, esto se debe a que en ésta última se aumenta la penalización a los usuarios que no ingresan a RD.

Tabla 6. Costo diario considerando tarifa plana en cada escenario

Esc.1: Previo RD	Esc.2: Con RD	Esc.3: Con RD Dif. toda hora	Esc.4: Con RD Dif. hora hábil
142.6741	98.8763	98.2797	98.5757

Tabla 7. Costo diario considerando tarifa dinámica en cada escenario

Esc.1: Previo RD	Esc.2: Con RD	Esc.3: Con RD Dif. toda hora	Esc.4: Con RD Dif. hora hábil
142.6741	108.8963	110.3003	110.0688

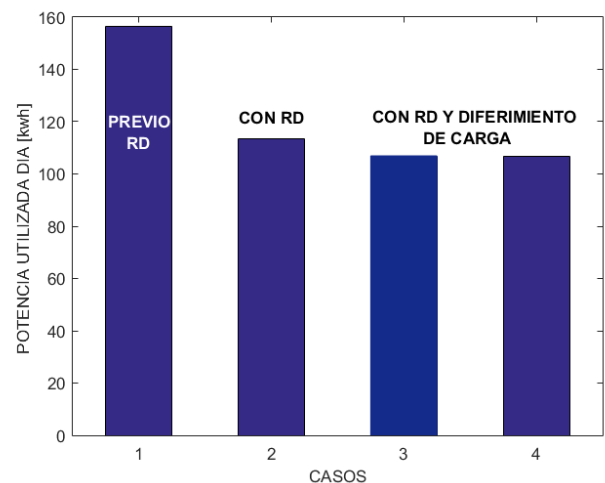


Figura 18. Picos máximos de potencia en cada escenario

7. Conclusiones

La metodología de medición propuesta para los Negawatts conceptualmente es factible cuando se considera como la variación entre la demanda inicial y la que se da luego de la aplicación del método de gestión de cargas, sin embargo la cantidad de datos a procesar es importante incluso en el contexto de una microred por tal razón es de primordial importancia la selección de los recursos tecnológicos requeridos.

La propuesta de clusterización de los usuarios de acuerdo al porcentaje de Negawatts “generados” resulta adecuada pues permite obtener tarifas dinámicas relacionadas con los costos reales de energía que al no ser individuales reducen la cantidad de datos a procesar.

El modelo de gestión de carga combinado de incentivos en tarifas y control de cargas diferibles, provoca el surgimiento de pequeñas cantidades de Negawatts que se constituyen en parte de los recursos de las microredes a ser administrados por la VPP.

Se observa que un esquema de tarificación plana, beneficiaría a todos los usuarios incluyendo a quienes no generan Negawatts, mientras que las tarifas dinámicas resultan más justas respecto de esta situación.

Las tarifas dinámicas basadas en el Negawatt, efectivamente vinculan el precio pagado por el usuario con el costo de la energía en el mercado eléctrico, y si podría constituirse en un método efectivo para la óptima respuesta de la demanda, por cuanto efectivamente los consumidores que participan del programa RD pagan una menor cantidad por la energía que consumen, mientras que quienes se encuentran fuera del programa pagan una suma mayor.

Se puede ver que el efecto de los Negawatts por diferimiento independientemente del horario en que se realice logra disminuir el pico de demanda, que en el caso simulado alcanzó una reducción del 9.4%.

Actualmente alcanzar los Negawatts por diferimiento todavía no resulta tan sencillo ni común pues requieren de hogares con algún grado de domótica, a medida que esto avance el

diferimiento de cargas se convertirá en un método que haga un gran aporte para en la optimización del funcionamiento del sistema eléctrico, ésta idea se corrobora al ver el resultado de los Negawatts por recorte que aportan con la disminución contundente en el costo de la energía, que en este caso es de aproximadamente el 33%

8. Trabajos Futuros

Con el método de tarificación propuesto, se genera un porcentaje de Negawatts al día, mismos que pudieran ser comercializados en un “mercado eléctrico” de Negawatts y parte de estas ventas ser entregadas a manera de compensación para los usuarios que por reducción o eficiencia de energía los generan, como trabajo futuro será importante analizar el funcionamiento del mercado transaccional de los Negawatts y los watts producidos de manera autónoma por los clientes, donde se incluyan también los costos que implica la generación de los Negawatts, que en este artículo se han asumido inexistentes..

Es legítimo que un usuario se procure un nivel de confort con el consumo de energía, en éste documento se tomó en cuenta éste aspecto al considerar bajos porcentajes de reducción y de diferimiento de cargas con ésta consideración se asumió que el nivel de comodidad del abonado no se vería mayormente afectado, sin embargo sería importante mejorar el modelo propuesto agregándole una formulación matemática que represente el nivel de comodidad del usuario.

9. Referencias

- [1] J. Barahona and M. Garcia, “Respuesta a la demanda de electricidad de una red aerea industrial en alta certidumbre,” 2017.
- [2] A. B. A. C. L. C. F. M. S. Paris, “A Power Scheduling Game for Reducing the Peak Demand of Residential Users,” in *Online Conference on Green Communications (GreenCom), 2013 IEEE*, 2013, p. 10.1109/OnlineGreenCom.2013.6731042.
- [3] F. Rahimi and A. Ipakchi, “Demand response as a market resource under the

- smart grid paradigm,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 82–88, 2010.
- [4] M. M. G. Rizzoni, “Residential Demand Response: Dynamic Energy Management and Time-Varying Electricity Pricing,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 10.1109/TPWRS.2015.2414880, pp. 1108–1117, 2016.
- [5] S. B. M. P. A. Vafaeimehr, “A Modified Approach for Residential Load Scheduling Using Smart Meters,” in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1–8.
- [6] G. T. P. E. Bellarmine, “Load management techniques,” *Southeastcon 2000. Proc. IEEE*, pp. 139–145, 2000.
- [7] P. Moreno and M. Garcia, “Gestión energética mediante procesos estocásticos para la respuesta a la demanda,” 2017.
- [8] K. Endo and A. Kawamura, “Proposal of Negawatt Cost and the extension to Kilometrage Cost,” pp. 265–270, 2013.
- [9] Y. Okawa and T. Namerikawa, “Distributed Optimal Power Management via Negawatt Trading in Real-time Electricity Market,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. X, no. X, pp. 1–1, 2017.
- [10] F. Kreith and D. Y. Goswami, “Energy management and conservation handbook,” p. 1, 2008.
- [11] M. R. A. M. S.-H. T. Kunz, “Optimizing Residential Energy Consumption: The Need for Pareto Optimality,” in *Communications in China - Workshops (CIC/ICCC), 2014 IEEE/CIC International Conference on*, 2014, pp. 26–31.
- [12] N. Gatsis and G. B. Giannakis, “Residential demand response with interruptible tasks: Duality and algorithms,” in *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, 2011.
- [13] J. C. Holyhead, S. D. Ramchurn, and A. Rogers, “Consumer Targeting in Residential Demand Response Programmes,” *Proc. ACM Int. Conf. Futur. Energy Syst.*, pp. 7–15, 2015.
- [14] I. P. Panapakidis, G. K. Papagiannis, and S. I. Frantza, “Implementation of price-based demand response programs through a load pattern clustering process,” *Med Power*, pp. 1–8, 2015.
- [15] Zhanle Wang; Raman Paranjape, “Optimal Residential Demand Response for Multiple Heterogeneous Homes With Real-Time Price Prediction in a Multiagent Framework,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. pp, no. 10.1109/TSG.2015.2479557, pp. 1–12, 2015.
- [16] A. B. Arani, R. Yousefian, P. Khajavi, and H. Monsef, “Load curve characteristics improvement by means of optimal utilization of demand response programs,” in *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC.EU 2011 - Conference Proceedings*, 2011.
- [17] J. M. H. H. C. L. S. Y. Li, “Residential Load Scheduling in Smart Grid: A Cost Efficiency Perspective,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 10.1109/TSG.2015.2419818, pp. 771–784, 2016.
- [18] W. S. N. L. X. X. C.-C. C. R. Gadh, “Optimal Residential Demand Response in Distribution Networks,” *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, vol. 32, no. 10.1109/JSAC.2014.2332131, pp. 1441–1450, 2014.
- [19] K. Endo, “Proposal of Negawatt Cost and the extension to Kilometrage Cost,” *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, 2013.
- [20] Cerezo Miguel Angel, “GESTION ACTIVA DEMANDA ELECTRICA.” p. 60, 2012.
- [21] Damilola Asaleye, “Monetary savings produced by multiple microgrid controller in smart grid scenario,” *ENERGYCON 2016*, 2016.
- [22] George Koutitas, *Smart Cities: Applications, Technologies, Standards, and Driving Factors*. 2016.
- [23] B. Arijit, “Virtual Power Plants leveraging energy flexibility in regional markets,” *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, 2018.

- [24] N. Y. T. W. Q. Zhu, "From Passive Demand Response to Proactive Demand Participation," in *2015 IEEE International Conference on Automation Science and Engineering (CASE)*, 2015, pp. 1300–1306.
- [25] Y. Wang, Q. Chen, C. Kang, M. Zhang, K. Wang, and Y. Zhao, "Load Profiling and Its Application to Demand Response: A Review," *Tsinghua Sci. Technol.*, vol. 20, no. 2, pp. 117–129, 2015.
- [26] E. M. Garcia and I. Isaac, "Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users," in *Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM), IEEE*, 2016.
- [27] P. Moreno and E. M. Garcia Torres, "Respuesta a la Demanda para Smart Home Utilizando Procesos Estocásticos," *I+D Tecnológico*, 2016.
- [28] G. Ayala and M. García, Torres, Edwin, "Respuesta de la demanda eléctrica basado en el modelo Markoviano," Universidad Politecnica Salesiana, 2016.
- [29] E. Toro and M. Garcia, "Óptima respuesta a la demanda basado en localización de recursos en redes eléctricas inteligentes aisladas," 2017.
- [30] E. Juna and M. Garcia, "Eficiencia Energética Mediante Sistemas Scada Para El Control De La Demanda De Una Residencia," 2015.
- [31] E. M. García and I. Isaac, "Multi-objective optimization for the management of the response to the electrical demand in commercial users," *INCISCOS 2017 - Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, 2017.
- [32] B. Kim and O. Lavrova, "Two hierarchy (home and local) smart grid optimization by using demand response scheduling," *2013 IEEE PES Conf. Innov. Smart Grid Technol. ISGT LA 2013*, 2013.
- [33] I. N. G. A. Ghia, *Análisis de respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de sistemas eléctricos*. 2009.
- [34] R. Yu, W. Yang, and S. Rahardja, "A statistical demand-price model with its application in optimal real-time price," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1734–1742, 2012.
- [35] A. K. David and Y. C. Lee, "Dynamic tariffs: Theory of utility-consumer interaction," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 3, pp. 904–911, 1989.
- [36] D. S. Kirschen, G. Strbac, P. Cumperayot, and D. P. De Mendes, "Factoring the elasticity of demand in electricity prices," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 612–617, 2000.
- [37] C. J. Axon *et al.*, "Towards an understanding of dynamic energy pricing and tariffs," *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 1–5, 2012.
- [38] M. Simbaña and E. M. Garcia, "Optimización mediante el método de Montecarlo de la demanda eléctrica residencial," Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [39] E. M. Garcia, "Diagnóstico de la demanda de consumo de energía eléctrica en un smart home, enfocado en el sector residencial de Quito, durante el año 2015, Barrió la Kennedy. Caracterización y optimización del consumo de energía eléctrica," 2016.
- [40] R. Deng, Z. Yang, M. Y. Chow, and J. Chen, "A survey on demand response in smart grids: Mathematical models and approaches," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 11, no. 3, pp. 570–582, 2015.
- [41] W. Shi, N. Li, X. Xie, C. C. Chu, and R. Gadh, "Optimal residential demand response in distribution networks," *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, vol. 32, no. 7, pp. 1441–1450, 2014.
- [42] E. M. Garcia, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, "Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlos algorithms and Markov Chains (MCMC)," in *51st International Universities' Power Engineering Conference*, 2016, no. Mcmc.
- [43] M. Ortiz and M. García, Torres, Edwin, "Pronóstico de la demanda eléctrica residencial basado en el modelo de regresión adaptativa multivariante spline

- (MARS),” Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [44] J. Ma, H. Chen, L. Song, and Y. Li, “Residential Load Scheduling in Smart Grid: A Cost Efficiency Perspective,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015.
- [45] E. M. Garcia Torres, B. D. Benalcazar Lopez, and I. M. Idi Amin, “Analysis of the Voltage Profile by the Insertion of Electric Vehicles in the Distribution Network Considering Response to Demand,” *2017 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 7–13, 2017.
- [46] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, “Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC),” *Power Eng. Conf. (UPEC), 2016 51st Int. Univ.*, no. Mcmc, pp. 1–6, 2016.

Estado del Arte

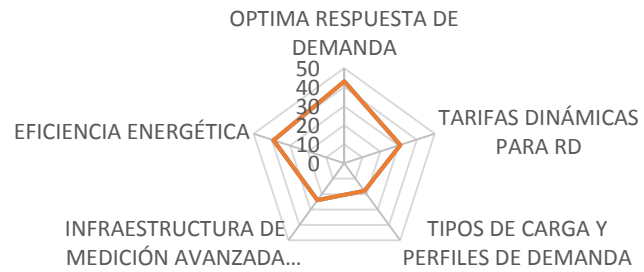
ÓPTIMA RESPUESTA DE LA DEMANDA RESIDENCIAL, USANDO TARIFAS DINÁMICAS BASADAS EN EL NEGAWATT

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	TEMÁTICA							FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA				
				ÓPTIMA RESPUESTA DE DEMANDA	TARIFAS DINÁMICAS PARA RD	TIPOS DE CARGA Y PERFILES DE DEMANDA	INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA SMART GRIDS	EFICIENCIA ENERGÉTICA	USO DESMESURADO DE ENERGÍA	TARIFA DE USUARIO DESVINCULADA CON COSTO VARIABLE DE ENERGÍA	DESPECHO ECONÓMICO	INESTABILIDAD DEL SEP	ALTOS COSTOS EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES	COSTOS DE GENERACIÓN	NIVEL DE CONFORT DEL USUARIO	HORARIO PARA USO DE CARGAS	PROGRAMACIÓN LINEAL	PROGRAMACIÓN NO LINEAL	MINERÍA DE DATOS	ALGORITMOS GENÉTICOS	MÉTODOS ESTADÍSTICOS	MÉTODOS ESTOCÁSTICOS	CLUSTERIZACIÓN	CONTROL AUTOMÁTICO DE CARGAS	CLUSTERIZACIÓN DE USUARIOS POR AHORRO ENERGÉTICOS	CLASIFICACIÓN DE CARGAS	SCHEDULING DE CARGAS	TARIFAS DINÁMICAS
1	2012	An optimization-based demand response in radial distribution networks		☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒
2	2010	Diseño de un sistema de tarificación eléctrica flexible que promueve criterios de eficiencia energética.		☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐
3	200	A knapsack problem approach for achieving efficient energy consumption in smart grid for endusers life style		☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐
4	2012	Towards an Understanding of Dynamic Energy Pricing and Tariffs.		☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐
5	2015	Stochastic Modeling for the Next Day Domestic Demand Response Applications		☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐
6	2015	Integration of Demand Response into the Electricity Chain		☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐
7	2016	Near-Optimal Scheduling of Residential Smart Home Appliances Using Heuristic Approach		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐
8	2013	GA strategies for optimas planning of daily energy consumptions and user satisfaction in buildings		☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐
9	2015	A Genetic Algorithm Approach to Energy Consumption Scheduling under Demand Response		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐
11	2010	Análisis de Respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de sistemas eléctricos		☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐
12	2016	Residential Load Scheduling in Smart Grid: A Cost Efficiency Perspective.		☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐
13	2012	Optimal Demand Response Based on Utility Maximization in Power Networks		☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒
14	2015	An Integrative Study of Home Energy Management for Residential Energy Consumers.		☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
15	2012	Electricity Customer Characterization Based on Different Representative Load curves.		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐

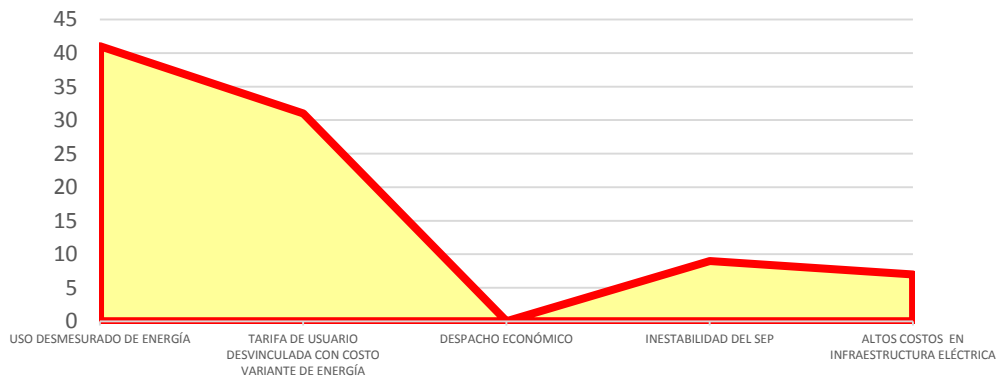
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	OPTIMA RESPUESTA DE DEMANDA	TARIFAS DINÁMICAS PARA RD	TIPOS DE CARGA Y PERFILES DE DEMANDA	INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA SMART GRIDS	EFICIENCIA ENERGÉTICA	USO DESMESURADO DE ENERGÍA	TARIFA DE USUARIO DESVINCULADA CON COSTO VARIANTE DE ENERGÍA	DESPACHO ECONÓMICO	INESTABILIDAD DEL SEP	ALTOS COSTOS EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES	COSTOS DE GENERACIÓN	NIVEL DE CONFORT DEL USUARIO	HORARIO PARA USO DE CARGAS	PROGRAMACIÓN LINEAL	PROGRAMACIÓN NO LINEAL	MINERÍA DE DATOS	ALGORITMOS GENÉTICOS	MÉTODOS ESTADÍSTICOS	MÉTODOS ESTOCÁSTICOS	CLUSTERIZACIÓN	CONTROL AUTOMÁTICO DE CARGAS	CLUSTERIZACIÓN DE USUARIOS POR AHORRO ENERGÉTICOS	CLASIFICACIÓN DE CARGAS	SCHEDULING DE CARGAS	TARIFAS DINÁMICAS	FLUJO OPTIMO DE POTENCIA
16	2014	Optimized Energy Consumption Management for Residential Applications Controlled by a Local Energy Management Unit.		✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	✗	✗	□	□
17	2014	Optimal Residential Demand Response in Distribution Networks		✗	□	□	□	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗
18	2014	A Mathematical Formulation for Optimal Load Shifting of Electricity Demand		✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	✗	□	□
19	2013	Demand Response Advanced Metering		✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□
20	2013	A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms.		✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□
21	2015	A mathematical Programming Formulation for Optimal Load Shifting of Electricity Demand for the Smart Grid		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□
22	2010	Demand Response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□
23	2008	Load Management techniques		✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□
24	2012	Demand response as a market resource under the smart grid paradigm		✗	✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□
25	2011	Dynamic tariffs: Theory of utility-consumer interaction		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□
26	2010	Factoring the elasticity of demand in electricity prices		✗	✗	□	□	□	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□
27	2012	A statistical demand-price model with its application in optimal real-time price		✗	✗	□	□	✗	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□
28	2013	Megawatts vs "Negawatts": when less is more		✗	✗	□	□	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□
29	2015	Load Profiling and Its Application to Demand Response: A Review		✗	✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□
30	2015	Implementation of price-based demand response programs through a load pattern clusterin process		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□
31	2013	Proposal of Negawatt Costo and the extention to Kilometrage Cost		✗	✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□
32	207	Distributed Otimar Power Management via Negawatt Trading in Real-time Electricity Market		✗	✗	□	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□
33	2011	Demand side management: Demand response, inteligent energy systems, and smart loads		✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□
34	205	Influence of demand response tariffs on the electrical load of households		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□
35	2015	From Passive Demand Response to Proactive Demand Participation		✗	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
36	2013	An Optimal Power Scheduling Method for Demand Response in Home Energy Management System		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	OPTIMA RESPUESTA DE DEMANDA	TARIFAS DINÁMICAS PARA RD	TIPOS DE CARGA Y PERFILES DE DEMANDA	INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA SMART GRIDS	EFICIENCIA ENERGÉTICA	USO DESMESURADO DE ENERGÍA	TARIFA DE USUARIO DESVINCULADA CON COSTO VARIANTE DE ENERGÍA	DESPACHO ECONÓMICO	INESTABILIDAD DEL SEP	ALTOS COSTOS EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES	COSTOS DE GENERACIÓN	NIVEL DE CONFORT DEL USUARIO	HORARIO PARA USO DE CARGAS	PROGRAMACIÓN LINEAL	PROGRAMACIÓN NO LINEAL	MINERÍA DE DATOS	ALGORITMOS GENÉTICOS	MÉTODOS ESTADÍSTICOS	MÉTODOS ESTOCÁSTICOS	CLUSTERIZACIÓN	CONTROL AUTOMÁTICO DE CARGAS	CLUSTERIZACIÓN DE USUARIOS POR AHORRO ENERGÉTICOS	CLASIFICACIÓN DE CARGAS	SCHEDULING DE CARGAS	TARIFAS DINÁMICAS	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	
37	2013	A Power Shedding Game for Reducing the Peak Demand of Residential Users		☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐	
38	2016	Residential Demand Response: Dynamic Energy Management and Time-Varying Electricity Pricing		☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐
39	2012	A modified Approach for Residential Load Scheduling Using Smart Meters		☒	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐
40	2015	Residential Demand Response Scheduling With Multiclass Appliances in the Smart Grid		☒	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐
41	2015	Consumer Targeting in Residential Demand Response Programmes		☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐
42	2009	Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them		☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
43	2015	Load scheduling problems under demand response schemes: A survey		☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
44	2013	Two hierarchy (home and local) smart grid optimization by using demand response scheduling		☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐
45	2016	Optimal Design of Demand Response in Load Frequency Control		☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐
CANTIDAD:				43	31	18	24	39	41	31		9	7	9	9		40	4			3	7	18	3	10	5	20	35	31	4	

TEMÁTICA



FORMULACIÓN DEL PROBLEMA



SOLUCIÓN DADA MEDIANTE

