



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS

**PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA DE
OPTIMIZACIÓN DE LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
“INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO”**

PRESENTAN:

**DAVID SALAZAR RANGEL
OMAR BARRUETA GALLARDO**

**DIRECTOR DE TESIS:
M.C. HÉCTOR ALEJANDRO BELTRÁN MORA**



CIUDAD UNIVERSITARIA, 11 de junio de 2015

AGRADECIMIENTOS

Con sinceridad, a mi madre, Yolanda Rangel Martínez y a mi Padre Bonifacio Salazar Hernández, que encontraron en la educación, la forma de brindarme un enorme regalo.

A mis hermanas, Lourdes Salazar Rangel y Guadalupe Salazar Rangel por ser cada día un ejemplo de esfuerzo constante.

A cada persona que ha estado en mi vida y que ha dejado en mí una lección de vida.

David

A mis padres, a la UNAM, a la Facultad, a mis tíos y todas las personas que en su momento me apoyaron.

Omar

Contenido

Capítulo I. Gestión de la Demanda Eeléctrica	11
I.1. Estrategias de gestión de la demanda.....	12
I.2. Beneficios de la gestión de la demanda.....	13
I.3. Barreras para la implementación de programas de gestión de la demanda.....	15
Capítulo II. Esquemas tarifarios dinámicos de electricidad.....	18
II.1. Comportamiento del precio de la electricidad	18
II.2. Tipos de esquemas dinámicos.....	19
II.3. Ventajas de un esquema tarifario dinámico	22
Capítulo III. Red Eléctrica Inteligente	25
III.1. Concepto de Red Eléctrica Inteligente	25
III.2. Beneficios de la Red Eléctrica Inteligente	25
III.3. El Mapa de Ruta del marco regulatorio de la Red Eléctrica Inteligente	27
Capítulo IV. Sistemas Inteligentes de Monitoreo de consumo eléctrico.....	31
IV.1. Beneficios de un sistema inteligente de monitoreo de consumo eléctrico	31
IV.2. Medidores Inteligentes	32
IV.3. Beneficios de los medidores inteligentes	33
IV.4. Dispositivo de visualización	34
IV.5. Potencial en nuestro país.....	36
Capítulo V. Propuesta de una metodología de optimización de la Facturación Eléctrica	40
V.1. Condiciones necesarias para implementar la metodología propuesta	40
V.2. Descripción de la metodología propuesta	42
V.3. Análisis de Resultados.....	65
V.4. Potencial de implementación de la metodología en México	70
Conclusiones	73
Referencias.....	75
Apéndice 1. Método de promedios móviles	77
Apéndice 2. Método Simplex de optimización lineal.....	83
Apéndice 3. Lista de Acrónimos empleados.....	87
Apéndice 4. Definiciones	88

Índice de Gráficas

Gráfica II-1 Tarifas por hora publicadas por el suministrador con un día en adelanto.	21
Gráfica V-1 Datos históricos de consumo del 1ro de enero de 2012 al 4 de Junio de 2012	50
Gráfica V-2 Estimación para el día 5 de junio	50
Gráfica V-3 Perfil de consumo estimado para el martes 5 de junio de 2012	53
Gráfica V-4 Perfil de Consumo propuesto para el día 5 de Junio de 2012	56
Gráfica V-5 Datos históricos de consumo del 1ro de julio de 2012 al 4 de diciembre de 2012	58
Gráfica V-6 Estimación de consumo eléctrico para el día 5 de Diciembre	58
Gráfica V-7 Perfil de consumo estimado para el martes 5 de diciembre de 2012	61
Gráfica V-8 Perfil de consumo propuesto para el día 5 de diciembre de 2012	63
Gráfica V-9 Desviación estándar del vector de tarifas	68
Gráfica V-10 Ahorro económico y desviación estándar del vector de tarifas	69

Índice de Tablas

Tabla III-I Diferencias entre una red convencional y una red inteligente	26
Tabla IV-I Tiempos máximos para peticiones al suministrador (CFE)	37
Tabla IV-II Características de los componentes de un sistema inteligente de monitoreo de consumo eléctrico.....	38
Tabla IV-III Proyectos licitados por la CFE para la implementación de medidores inteligentes. Elaborada con información de la CFE.....	39
Tabla V-I Características de los métodos de pronósticos para series de tiempo	44
Tabla V-II Serie de tiempo empleada para estimar el consumo del día 5 de junio	52
Tabla V-III Vector solución del consumo eléctrico óptimo	55
Tabla V-IV Serie de tiempo empleada para estimar el consumo del día 5 de diciembre	60
Tabla V-V Vector solución para el consumo eléctrico óptimo	62
Tabla V-VI Errores de estimación de consumo horario para los casos de estudio 1 y 2.....	66
Tabla V-VII Error de estimación de consumo diario.....	66
Tabla V-VIII Ahorro y Desviación estándar en el Nodo Juárez para 10 fechas.....	67
Tabla V-IX Ahorro u Desviación estándar en el Nodo Sureste para 10 fechas.....	68
Tabla 1-I Ventas registradas del año anterior de una empresa de mezcal.....	78
Tabla 1-II Pronósticos realizados para los meses.....	80
Tabla 1-III Pronósticos para los meses de Junio a Diciembre	81
Tabla 2-I Información para las ecuaciones del método simplex.....	85

Índice de figuras

Fig. IV-I Ejemplo de una pantalla de visualización de consumo eléctrico	35
Fig. V-I Diagrama de bloques de la metodología de optimización.....	49

Introducción¹

El 20 de diciembre de 2013 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el *Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía*, documento que constituye el fundamento legal para la reestructuración del sector energético nacional. Posteriormente fueron publicadas las Leyes Secundarias en materia energética, de las cuales se desprende la Ley de la Industria Eléctrica (LIE). En ella se establece la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el que sus Participantes podrán realizar las transacciones señaladas en la misma Ley. Los principios de diseño y operación bajo los cuales operará el MEM se establecen, según la LIE, en las Bases del Mercado Eléctrico² y demás disposiciones operativas.

Con la entrada en operación del MEM, cuya primera etapa comenzará a funcionar a partir del 31 de diciembre del 2015, y que será operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), los Participantes del MEM (Generadores, Comercializadores, Suministradores, Comercializadores no Suministradores y Usuarios Calificados) podrán realizar diversas actividades relacionadas con la compra y venta de energía eléctrica. El precio de la energía en los distintos nodos del sistema así como las liquidaciones comerciales dentro del MEM serán calculadas por el CENACE con base en las ofertas que reciba de oferta y demanda, de acuerdo a lo establecido en las Reglas del Mercado.

¹ Para efectos de este documento los términos que aparecen en él con inicial mayúscula en singular o plural tendrán el significado que se les asigna en la Ley de la Industria Eléctrica. Las definiciones de estos términos se encuentran en el apéndice 4.

² Las Bases del Mercado Eléctrico se encuentran actualmente (junio de 2015) en consulta pública en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.

En el contexto anterior, la reciente LIE considera como Usuario Calificado³ a aquéllos Centros de Carga que reporten una demanda igual o mayor a 3 MW durante el primer año de vigencia de la Ley de la Industria Eléctrica. Este umbral se reducirá a 2 MW y después a 1 MW para el segundo y tercer año respectivamente. El Usuario Calificado podrá adquirir los servicios de Suministro Eléctrico a través del MEM (Usuario Calificado Participante del Mercado) o bien, a través de un Suministrador de Servicios Calificados⁴ que lo represente dentro del MEM, en cuyo caso se trata de un Usuario Calificado representado por Suministrador.

Por otra parte, el valor que se ha utilizado como referencia para determinar el precio de la energía eléctrica en las transacciones de compra y venta que se han realizado hasta antes de la Reforma Energética, ha sido el Costo Total de Corto Plazo (CTCP). El CTCP es el costo marginal de la energía en un punto eléctrico previamente definido por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y que se denomina “Nodo”. Este esquema seguirá vigente hasta que el MEM entre en operación y seguirá aplicándose a aquéllas centrales eléctricas que seguirán operando bajo la previa Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Ahora, la referencia de precio de la energía dentro del nuevo MEM serán los Precios Marginales Locales (PML) que estarán compuestos por la suma de los costos marginales de energía, pérdidas y congestión en la Red Nacional de Transmisión. Estos nuevos valores de PML se utilizarán como referencia por los Suministradores y Comercializadores que participen en el MEM.

El nuevo esquema de interacción entre los participantes del MEM se vuelve más dinámico, al permitir a un Usuario Calificado comprar su energía directamente al MEM en el Mercado de Tiempo Real (Mercado Spot) que se contempla en la primera etapa del MEM, o a través de un Suministrador bajo una tarifa regulada. Derivado de esto, hace sentido pensar en la aplicación de nuevas tecnologías y esquemas

³ El correspondiente término legal se define en el apéndice 4.

⁴ El correspondiente término legal se define en el apéndice 4.

de consumo mediante el uso del concepto de Red Eléctrica Inteligente (REI) o *Smart Grid*, que se refiere en esencia, al uso de tecnologías avanzadas tanto en la operación como planeación de los sistemas eléctricos de potencia.

Si bien el concepto de REI no es algo nuevo en el contexto de sistemas eléctricos de potencia puesto que existen muchos países que ya han avanzado mucho en este campo; la REI sí es uno de los aspectos novedosos que se introducen en la nueva legislación energética mexicana comprendida por la LIE y su Reglamento (RLIE).

En la LIE y en el RLIE, se reconoce por primera vez y de manera oficial el concepto de REI y se define como aquella Red Eléctrica que integra tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, a fin de mejorar la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La misma LIE establece que el SEN deberá ampliar y modernizar su infraestructura con la inclusión de elementos de la REI que reduzcan el costo del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad de forma económicamente viable.

Ahora bien, con el objetivo de incluir dichos elementos de la REI en el SEN, se han asignado atribuciones a las distintas entidades del sector eléctrico mexicano relacionadas con su implementación. Por una parte, la Secretaría de Energía (SENER) ha conducido la integración del Grupo Nacional de Trabajo de Red Eléctrica Inteligente en abril de 2014, conformado por especialistas de la propia SENER, de la CFE, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y del CENACE. En este grupo nacional interactúan los actores del gobierno que son responsables de la implementación de la REI en nuestro país, cada uno de ellos con las responsabilidades y tareas que se mencionan a continuación.

La SENER se encargará de la elaboración de políticas públicas y establecerá las metas nacionales que se deben de alcanzar en materia de REI en México. La CRE deberá desarrollar el marco regulatorio que genere certeza a los actores involucrados apoyando la implementación tecnológica y cuidando el interés público de los usuarios del SEN. El CENACE tiene la responsabilidad de elaborar los

programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que pertenecen al MEM y en ellos deberá de considerar aquéllos elementos de las REI que deberán agregarse a la infraestructura eléctrica.

Finalmente, la CFE será la responsable de la implementación tecnológica; es decir, de instalar, operar, mantener muchos de los equipos que son componentes de la REI; así como administrar aquéllos nuevos servicios que serán posibles por contar con elementos inteligentes dentro de la Red Eléctrica.

Uno de los componentes principales de la REI son los sistemas de medición avanzados que permiten conocer diversos parámetros en tiempo real de la Red Eléctrica. Dichos sistemas de medición componen la base de los llamados “sistemas de gestión de energía” que es parte fundamental del trabajo desarrollado en esta tesis. Esencialmente, la aplicación de los sistemas de gestión puede representar una opción interesante para los nuevos Usuarios Calificados para administrar de mejor manera su consumo de energía eléctrica con el objetivo de reducir el pago por la energía consumida. Con lo anterior surge la pregunta: ¿Cómo es posible utilizar los elementos de la REI para reducir los costos erogados por un Usuario Calificado por concepto de la energía que consume?

El objetivo de esta tesis es, precisamente, dar respuesta al cuestionamiento anterior a través de la elaboración de una metodología de optimización que permita reducir la facturación por concepto de energía consumida en una instalación perteneciente a un Usuario Calificado mediante el uso de los sistemas de gestión de la demanda.

En la metodología que se propone en esta investigación, se asumirá un escenario que, aunque en el momento de la redacción de este trabajo se considera hipotético, dentro de unos meses podrá ser real debido a la entrada en operación del MEM, cuyo inicio formal de operaciones será el 31 de diciembre de 2015 con los primeros análisis del Mercado de Un Día en Adelanto, y de la posible creación de esquemas tarifarios de electricidad distintos a los que existen ahora. Por todo lo anterior, la estructura de esta tesis es la siguiente:

En el capítulo 1 se abordará el concepto de gestión de la demanda de energía; refiriéndose al conjunto de acciones y estrategias encaminadas a hacer un uso más eficiente de la energía eléctrica. Se describirán los beneficios de implementar estrategias de gestión de la demanda; así como algunas de las barreras que evitan su implementación.

El capítulo 2 detallará una estrategia de control de la demanda que cobra importancia en el desarrollo de la metodología propuesta en este trabajo: los esquemas tarifarios dinámicos de electricidad. Se detallarán los tipos de esquemas existentes; así como las ventajas que tienen frente a los esquemas tradicionales o esquemas tarifarios estáticos.

Un concepto que engloba a los dos temas anteriores es el de REI. Este concepto se tratará ampliamente en el capítulo 3, resaltando sus características, beneficios y la estrategia que se ha diseñado para desarrollar la regulación necesaria para apoyar su implementación en nuestro país.

En el capítulo 4 se describirá un elemento de la REI: los sistemas inteligentes de monitoreo de consumo eléctrico. Describiremos las partes que lo constituyen y los beneficios de contar con uno de ellos en una instalación eléctrica.

En el capítulo 5 se describirá la metodología propuesta suponiendo un escenario en el que se cuente con los elementos descritos en los capítulos anteriores y se describirá qué tipo de usuarios de energía eléctrica podrían implementar la metodología en sus instalaciones y las condiciones necesarias para llevarla a cabo.

Finalmente se presentan las conclusiones generales del trabajo de investigación discutiendo los principales resultados obtenidos y se mencionan algunas líneas de trabajo futuro que podrían complementar el trabajo desarrollado.

Capítulo I. Gestión de la Demanda Eléctrica

El término *gestión de la demanda eléctrica* o simplemente *gestión de la demanda* hace referencia al conjunto de acciones, técnicas y estrategias encaminadas a optimizar el uso de la energía eléctrica y aumentar la Confiabilidad⁵ del Sistema Eléctrico Nacional.

Gestionar la demanda eléctrica significa administrar el consumo eléctrico en una instalación residencial, comercial o industrial de manera que se trate de obtener como resultado: la minimización de la facturación eléctrica, la maximización del trabajo útil de las cargas eléctricas instaladas o la minimización de la cantidad de carga conectada a la instalación sin sacrificar confort ni interrumpir procesos productivos.

Desde 1970 se han probado programas piloto de gestión de la demanda que han dado en ocasiones resultados favorables, aún cuando la inmadurez tecnológica y los altos costos asociados hayan limitado los beneficios obtenidos (Uhlener, Tai y Davito 2010). Actualmente, el desarrollo tecnológico y la apertura del sector eléctrico en diversos lugares del planeta han permitido implementar y mejorar programas que permiten gestionar la demanda eléctrica y beneficiar a diversos agentes implicados en el sector.

Existen diversas estrategias y programas de gestión de la demanda. Algunos de ellos se mencionan en el siguiente apartado.

⁵ El término Confiabilidad según la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (*North American Electric Reliability Corporation*, NERC, por sus siglas en inglés), se refiere a: “la habilidad para suministrar las necesidades de electricidad de los usuarios finales, aun cuando ocurran fallas de equipo inesperadas u otros factores que reducen la cantidad de electricidad disponible”.

I.1. Estrategias de gestión de la demanda.

Una de las estrategias de gestión de la demanda es el **control directo de carga**, en el cual el Suministrador o el operador del sistema tienen control sobre parte de la carga de un usuario. Mediante vías de comunicación alámbricas o inalámbricas entre la carga y la Red Eléctrica, es posible apagar y encender la carga cuando el Suministrador o el operador lo consideren necesario; en horarios de demanda pico o de emergencias en el sistema. Los equipos idóneos para este tipo de programas son “aquéllos que poseen algún tipo de inercia térmica tales como calentadores de agua, calefacciones y equipos de aire acondicionado” (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid 2007, 27). En un contrato de control directo de carga, el Suministrador o el operador especifica el número máximo de ocasiones y la duración de cada una de ellas en las que la carga controlable puede ser desconectada.

Otra estrategia empleada es el uso de **esquemas tarifarios dinámicos**. En ellos, el precio de la electricidad varía constantemente a lo largo del día, siendo el precio más elevado durante las horas de demanda punta y más bajo durante las horas de demanda base. Con estos esquemas, se incentiva al usuario a reducir su demanda eléctrica desconectando parte de su carga en horas donde la energía es más cara; así como mantener su consumo o de ser posible elevarlo durante las horas más baratas.

Además de estar en un esquema tarifario dinámico, el usuario puede contar en su instalación eléctrica con sistemas que reduzcan automáticamente la demanda en horas con precios elevados. Estos sistemas pueden controlar equipos de alto consumo como calefactores o aire acondicionado, activándolos en horas de demanda base y desactivándolos en horas de demanda punta.

Una estrategia más de gestión de la demanda que implica una reducción de consumo es la agregación de fuentes de generación de energía en las instalaciones del usuario, comúnmente denominada generación en sitio o **generación distribuida**. El usuario puede consumir energía de su propia fuente cuando así lo

considere necesario y cuando los recursos estén disponibles. La fuente de generación de energía puede utilizar diversas tecnologías como la fotovoltaica o la eólica, o bien emplear combustibles como gas natural o biomasa.

I.2. Beneficios de la gestión de la demanda

Resulta claro que para el Usuario Final, el principal beneficio de la implementación de programas de gestión de la demanda eléctrica es económico.

Aunque este tipo de programas de gestión tiene cabida en todos los sectores de consumo, son los sectores industrial y comercial los que resultan más beneficiados en términos económicos debido a la cantidad de energía que consumen y a la facturación que tienen que pagar por su consumo.

La magnitud del beneficio dependerá también de la capacidad que tenga el usuario de modificar sus hábitos de consumo; así como de los incentivos y subsidios que implemente el gobierno en sus tres órdenes: federal, estatal y municipal, pues esto permitirá instalar sistemas de automatización o de gestión que le permitan tener una interacción más eficiente con la red, como lo es la Infraestructura de Medición Avanzada⁶ (*Advanced Metering Infrastructure*, en inglés) o tecnologías de la REI.

Si un usuario del sector industrial o comercial responde activamente a la señal económica del precio de la energía, puede obtener una reducción en sus costos fijos de producción por concepto de energía eléctrica debido al simple hecho de consumir energía en horas donde el precio es menor.

Además del Usuario Final, el operador del sistema y el SEN en general también resultarían beneficiados con una adecuada gestión de la demanda, pues se incide en aspectos clave como la Confiabilidad, el margen de reserva y la eficiencia.

⁶ El tema de Infraestructura Avanzada de Medición así como el de Red Eléctrica Inteligente se detallarán en capítulos posteriores.

Cuando una planta generadora o un circuito en la red de transmisión o distribución fallan, se presenta una situación crítica que amenaza la Confiabilidad y la Continuidad en el servicio eléctrico. En estas situaciones críticas, un programa de control directo de carga puede actuar como una capacidad o potencia de reserva que en lugar de entrar en funcionamiento para cubrir la demanda, se desconecta del sistema para reducir dicha demanda. (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid 2007).

Las fallas en cualquier sistema eléctrico son más probables en horas de demanda pico debido a que la demanda en estas hora está más próxima a los límites máximos de generación que en las horas de demanda base (Koomey y Brown 2002). Reducir la demanda en horas cuando el sistema está en peligro de fallar puede llegar a ser una forma efectiva de mejorar la **Confiabilidad del sistema**. (Koomey y Brown 2002).

Con el objetivo de asegurar en todo momento el suministro de electricidad, cualquier sistema eléctrico debe contar con un margen entre la potencia eléctrica instalada y la demanda máxima que pueda ocurrir en el sistema. A dicho margen se le denomina **margen de reserva** (Secretaría de Energía 2014). El margen de reserva contribuye a la Confiabilidad y Continuidad del servicio eléctrico; sin embargo, conlleva que parte de la infraestructura de generación, transmisión y distribución del sistema eléctrico sea improductiva pues se tiene sólo como reserva para cubrir la demanda máxima; además de que consume importantes recursos en operación y mantenimiento. (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid 2007).

Los programas de gestión de la demanda contribuyen a reducir el margen de reserva del sistema porque parte de la reserva puede ser cubierta por la gestión de la demanda (Strbac 2008) mediante reducciones de carga en periodos de demanda máxima. Es así que el margen de reserva del Sistema Eléctrico Nacional tendría un potencial de reducción empleando este tipo de programas. Es importante señalar que en el año 2013, el margen de reserva en nuestro país fue de 21.6%. (Secretaría de Energía 2014).

Como consecuencia de un mayor equilibrio entre generación y demanda de electricidad, la holgura del margen de reserva y la capacidad sobrada de las redes de transmisión y distribución se reducirán permitiendo utilizar de manera más eficiente la infraestructura del sistema eléctrico.

La gestión de la demanda también ofrece beneficios ambientales; ya que al disminuir el nivel de la demanda máxima en el sistema eléctrico, la reducción de contaminantes liberados en plantas que emplean combustibles fósiles es significativa. También, los programas de gestión de la demanda “reducen la necesidad de construir infraestructura de generación, transporte y distribución” (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid 2007, 51), lo que puede evitar el deterioro de grandes áreas pobladas de flor y fauna silvestre. Aunado a eso, la implementación de programas de gestión de la demanda permitiría incrementar la cantidad de generación distribuida capaz de conectarse a la infraestructura de la red de distribución. (Strbac 2008).

I.3. Barreras para la implementación de programas de gestión de la demanda

Existen algunos aspectos que restringen la aplicación de forma extendida de programas de gestión de la demanda, entre éstos podemos encontrar: falta de información y desconocimiento del tema, falta de AMI y esquemas tarifarios estáticos.

La escasa o nula difusión de temas como eficiencia energética, esquemas tarifarios dinámicos y Confiabilidad del sistema eléctrico ocasionan desinterés por participar de manera activa en programas de gestión de la demanda. Además, existe una falta de metodología para cuantificar los costos involucrados y beneficios obtenidos con la implementación de estos programas (Strbac 2008), lo que crea desconfianza en los consumidores.

En el estudio realizado por la firma consultora *McKinsey* (Uhlener, Tai y Davito 2010), se encontró que para que un programa de gestión de la demanda sea exitoso debe contener seis componentes:

1. esquemas tarifarios adecuados,
2. incentivos por parte de las empresas suministradoras,
3. acceso del usuario a la información de su consumo,
4. control y automatización de carga,
5. verificación del impacto y de los resultados de las medidas implementadas y,
6. educación y *marketing*.

Esta última componente consiste en conducir campañas dirigidas a diferentes sectores para sensibilizar el comportamiento de consumo de los usuarios y enfatizar los beneficios de tecnologías empleadas en los programas de gestión.

Por otro lado, para soportar la implementación de programas de gestión de la demanda se debe contar con la infraestructura necesaria para que el consumidor pueda interactuar en tiempo real con la red. Se requiere en particular de dispositivos de control y medición y sensores que envíen la información al operador del sistema o al Suministrador del servicio. El costo asociado a esta infraestructura que debe cubrir el consumidor es en ocasiones mayor al beneficio monetario que pueda llegar a obtener.

Así mismo, el contar con un esquema tarifario estático desincentiva al usuario a modificar sus hábitos de consumo por el hecho de que no le interesa en qué momento consume energía, pues el precio que paga por ella es el mismo a cualquier hora del día.

Para vencer estas barreras es necesario que el sector público, el sector privado y la sociedad se involucren en la toma de decisiones que promuevan y faciliten la implementación y difundan la relevancia de las estrategias de gestión de la demanda en los sectores industrial, comercial y residencial.

Capítulo II. Esquemas tarifarios dinámicos de electricidad

II.1. Comportamiento del precio de la electricidad

La demanda de energía eléctrica depende de muchos factores: hora del día, día de la semana, estación el año, clima, patrón de consumo de los usuarios, entre otros. Puesto que la electricidad no se puede almacenar a gran escala para satisfacer las necesidades de todos los usuarios, esta debe generarse en el momento justo en el que se demanda.

Cada planta generadora de electricidad tiene un costo de producción asociado que depende del precio del combustible empleado, gastos de mantenimiento, amortización de la inversión, etc. (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid 2007).

Normalmente, las plantas con menor costo de producción y tiempos de arranque y paro largos generan electricidad en horas de demanda base, intermedia y pico, mientras que las plantas con costos de producción más altos y tiempos de arranque y paro cortos la generan en las horas pico. Por ello, el precio de la electricidad varía directamente con la demanda. Si se demanda energía en periodos base, el costo de producirla es bajo, porque el operador del sistema emplea recursos poco costosos. En cambio, si la demanda de energía se incrementa, el operador se ve obligado a emplear recursos más costosos.

Una empresa suministradora de energía eléctrica puede o no cobrar al usuario un precio por la energía que tome en cuenta la variación del costo debido al comportamiento de la demanda. Si la variación del costo debido a la demanda no se toma en consideración, hablamos de un esquema tarifario estático. Si se toma en cuenta dicha variación, se trata de un esquema tarifario dinámico.

II.2. Tipos de esquemas dinámicos

En nuestro país, las empresas suministradoras de energía eléctrica (CFE y la extinta L y FC) históricamente han aplicado esquemas tarifarios estáticos para los usuarios domésticos en los que el precio de la electricidad es el mismo en cualquier día y a cualquier hora sin importar el precio por generar electricidad en un instante dado.⁷

A diferencia de ese tipo de tarifas eléctricas, en los esquemas tarifarios dinámicos el precio cambia a lo largo del tiempo, obedeciendo al comportamiento de la demanda de energía eléctrica.

Entre los esquemas tarifarios dinámicos más comunes se encuentran la tarifa de pico crítico (*Critical-peak pricing CPP*) y la tarifa en tiempo real (*Real-time-pricing RTP*).

Las tarifas de pico crítico son esquemas tarifarios cuyos precios son fijos para la mayor parte del día, pero pueden llegar a ser extremadamente altos durante algunas horas preestablecidas por el Suministrador, conocidas como horas de pico crítico. Un evento de pico crítico ocurre cuando la demanda de electricidad en el sistema eléctrico crece significativamente o cuando se presenta una situación que pueda poner en riesgo la Confiabilidad del sistema: desastres naturales, clima extremo, fallas en el sistema, etc. Las horas pico tienen un precio conocido con antelación pero el día o la hora en la que ocurren no pueden saberse con anticipación.

Un ejemplo de un esquema tarifario de pico crítico es el que ofrece la compañía eléctrica suministradora norteamericana *Southern California Edison (SCE)*. Esta empresa notifica a sus clientes la entrada de un evento de pico crítico unas horas antes de que se presente para que ellos tomen las acciones necesarias para reducir

⁷ Aunque la CFE ofrece un esquema tarifario de tiempo de uso, en el que el precio de la electricidad varía por bloques de tiempo a lo largo del día, este no se considera como un esquema tarifario dinámico pues el precio en cada bloque es fijo y se conoce con meses de anticipación. Según la FERC, las tarifas de tiempo de uso son tarifas estáticas y no proveen una señal de precio dinámica. (Federal Energy Regulatory Commission 2009).

su consumo. El evento de pico crítico puede ser causado por alguno de los siguientes motivos:

- Por una alerta emitida por el operador del sistema eléctrico (California Independent System Operator CAISO).
- Cuando el suministrador (SCE) pronostique alguna situación de emergencia en el sistema.
- Por condiciones inusuales o extremas que puedan impactar a la demanda del sistema.
- Cuando se pronostiquen aumentos considerables en el precio de la electricidad.
- Cuando el Servicio Meteorológico Nacional registre una temperatura mayor a 90° F a las 2.00pm en el centro de la Ciudad de Los Ángeles.

Aunque el usuario desconoce cuándo se presentará un evento de pico crítico, el suministrador le indica que cualquier evento se presentaría en las siguientes situaciones:

1. En temporada de verano. De la medianoche del 1 de junio a la medianoche del 1 de octubre.
2. En días de alta demanda. De lunes a viernes excluyendo días festivos.
3. En horarios de alta demanda. Entre 2.00pm y 6.00 pm.

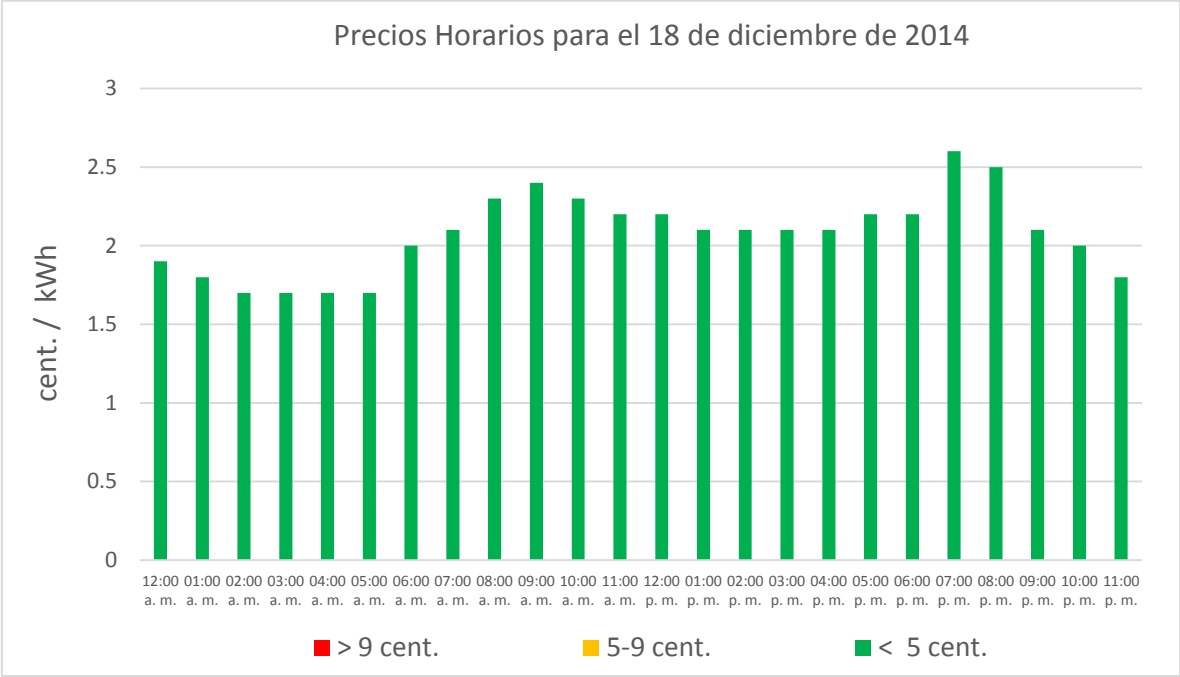
En el programa de tarifa de pico crítico se establecen entre 50 y 100 horas pico críticas distribuidas entre 9 y 15 eventos por año.

Este tipo de esquema tarifario refleja parcialmente el comportamiento del precio de la electricidad a lo largo del tiempo.

Tarifa en tiempo real (*Real Time Pricing*). En este tipo de esquema tarifario el precio de la electricidad cambia cada hora; por ejemplo, para un día jueves el precio de la tarifa a las 10:00 horas es diferente del precio de la tarifa de ese mismo día a las 19:00 horas; inclusive el precio de la tarifa de una hora en particular varía por cada día de la semana; por ejemplo, el precio a las 20:00 de un jueves es distinto al de las 20:00 horas de un sábado.

Un suministrador que ofrezca a sus clientes una tarifa en tiempo real les informa con anticipación (usualmente con una hora o un día de anticipación) a los usuarios sobre los precios de las tarifas horarias a lo largo del día, con el objetivo de que éstos administren su consumo de electricidad.

Las tarifas horarias de este esquema se rigen por los precios del Mercado Eléctrico Mayorista; que a su vez reflejan la dinámica de la oferta y la demanda de energía eléctrica. Un ejemplo de este tipo de esquema tarifario es el que ofrece la empresa norteamericana *Ameren Illinois*, como se muestra en la Gráfica II-1:



Gráfica II-1 Tarifas por hora publicadas por el suministrador con un día en adelanto. Extraído de: <http://www.powersmartpricing.org/prices/?date=20141218>

Los dos esquemas tarifarios dinámicos presentados reflejan el comportamiento real del precio de la electricidad, pero el que lo hace con más exactitud es el de la tarifa en tiempo real. Una tarifa en tiempo real sigue el comportamiento del precio de la electricidad, el cual varía a lo largo del día de una hora a otra.

II.3. Ventajas de un esquema tarifario dinámico

Cuando se opta por un esquema tarifario estático, no importa lo que el usuario consuma ni en qué hora del día lo haga pues la tarifa es igual. Esta situación vuelve indiferente al usuario y lo aleja de asumir un consumo responsable de energía. La respuesta del usuario “no se encuentra incentivada hacia la racionalización y eficiencia global de la energía eléctrica” (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid 2007, 18).

En cambio, en un esquema tarifario dinámico, interesa no sólo cuánta energía se usa, sino en qué momento se hace. Si se rige bajo un esquema dinámico, un usuario consciente consumirá más energía donde menos cueste y reducirá su consumo en donde más le cueste, convirtiéndose él mismo en una parte activa pues deja de lado la pasividad que lo caracterizaba en una tarifa estática.

Una de las ventajas de una tarifa dinámica es que involucra de manera más proactiva al usuario; ya que éste decide en qué momento consumir más energía de forma que su facturación se reduzca.

Este tipo de esquemas benefician también a los operadores del sistema eléctrico. Las tarifas dinámicas ofrecen elasticidad para reducir los picos de demanda que se asocian al riesgo de dañar a los componentes del sistema. (Moholkar, Klinkhachorn y Feliachi 2004). Además, una reducción en los picos de demanda a través de esquemas tarifarios dinámicos contribuye a optimizar el crecimiento de la capacidad de generación que se traduce en aumento de costos que deben cubrir los usuarios finales. (Borenstein, Jaske y Rosenfeld 2002)

Es así que un sistema eléctrico que permite ajustes tanto del lado de la oferta o generación como de la demanda o consumo conlleva mejoras en la eficiencia de planeación y operación, reducción de costos y beneficios al ambiente. (Borenstein, Jaske y Rosenfeld 2002).

Por otro lado, los esquemas tarifarios dinámicos constituyen un ambiente propicio para implementar tecnologías de gestión de la demanda. Se han probado métodos de inteligencia computacional para determinar el momento óptimo en el que las

cargas eléctricas conectadas a una instalación deben encenderse o apagarse para minimizar costos de electricidad dentro de un esquema tarifario dinámico. (Galvan, y otros 2012).

Finalmente, para el caso de los grandes consumidores de energía, *Severin Borestein* (Borenstein, Jaske y Rosenfeld 2002) concluye que los esquemas tarifarios dinámicos son los más apropiados para usuarios industriales y comerciales, ya que pueden contribuir a reducir los costos de producción asociados al uso de electricidad.

Migrar a un esquema tarifario dinámico de tiempo real implica cambios en la relación suministrador-cliente, incluyendo señales de precios, nuevas formas de información de consumo de energía y una mejor gestión de la demanda de energía. (Borenstein, Jaske y Rosenfeld 2002). En México, a raíz de la apertura de un Mercado Eléctrico Mayorista fundamentado en la nueva Ley de la Industria Eléctrica, estos cambios podrán darse de manera gradual, lo que abre la posibilidad a los participantes de regirse bajo un esquema tarifario de este tipo.

Capítulo III. Red Eléctrica Inteligente

III.1. Concepto de Red Eléctrica Inteligente

Con el avance de la tecnología, los sistemas de potencia se han automatizado con el fin de hacerlos más eficientes. La Agencia Internacional de Energía (AIE) señala que una Red Eléctrica Inteligente (REI) es una Red Eléctrica que utiliza tecnologías digitales avanzadas, entre otras, para controlar y gestionar el transporte de electricidad, a partir de todas las fuentes de generación para satisfacer las diferentes demandas de electricidad de los usuarios finales. La REI coordina las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de la red, consumidores y participantes del mercado con el fin de operar todas las partes del sistema de la manera más eficiente posible, minimizando los costos y el impacto ambiental y al mismo tiempo maximizando la Confiabilidad del sistema, la capacidad de recuperación y la estabilidad.

A nivel mundial se han implementado programas para el desarrollo de las REI. Por ejemplo, Corea del Sur desarrolló su mapa de ruta de la REI considerando como proyectos principales el desarrollo de sistemas de gestión de la energía, desarrollo de monitoreo inteligente de la Red de Transmisión, sistemas de gestión de la distribución y desarrollo de sistemas para ofrecer servicios de energía con alto valor agregado a los clientes, entre otros. En Irlanda, el mapa de ruta de la REI para los próximos 10 años plantea el despliegue de medidores inteligentes y tarifas de tiempo de uso. (Comisión Reguladora de Energía 2014).

III.2. Beneficios de la Red Eléctrica Inteligente

La REI ofrece distintos beneficios en diversos ámbitos, por ejemplo a la Confiabilidad del sistema eléctrico, a la economía, al medio ambiente, a la eficiencia y a la seguridad del sistema (Comisión Reguladora de Energía 2014). Algunos de los beneficios se enlistan a continuación:

1. Las empresas suministradoras pueden contar con un diagnóstico rápido de las interrupciones de los sistemas de distribución y con ello una restauración

automatizada, lo que reduce el tiempo total de la interrupción con importantes beneficios económicos.

2. Se ofrece soporte a la generación distribuida debido a que la red tiene la capacidad de operar de forma dinámica todas las fuentes de generación conectadas a la red, permitiendo que los usuarios participen en la integración de generación distribuida.
3. Ofrecer a los usuarios finales información sobre su consumo de electricidad para que puedan tomar decisiones más inteligentes sobre la forma en la que consumen energía.

Con el fin de comprender los beneficios de una Red Eléctrica Inteligente, en la Tabla III-I (García, Garcés y Atiaja 2012, 33,34) se resumen las diferencias entre una red convencional y una red inteligente:

Característica	Red Convencional	Red Eléctrica Inteligente
Automatización	Existencia limitada de elementos de monitoreo	Integración masiva de sensores, actuadores, tecnologías de medición y esquemas de automatización en todos los niveles de la red (transmisión, sub-transmisión y distribución)
Inteligencia y control	Incapacidad de actuar por sí misma. El control es manual	Se cuenta con un sistema de información e inteligencia distribuido a lo largo de la red
Autoajuste	Se basa en la protección de dispositivos ante fallos del sistema	Detecta y responde a problemas en la transmisión y distribución en tiempo real
Participación del Usuario Final	El usuario asume una actitud pasiva. No participa activamente en la red	El usuario responde de manera activa a situaciones como cambios de precios o entregando energía a la red mediante generación distribuida
Gestión de la demanda	No existe ningún tipo de gestión en el consumo eléctrico a lo largo del día	Integración de electrodomésticos y equipos eléctricos inteligentes que permiten ajustarse a esquemas de eficiencia energética, señales de precios y seguimiento de programas de operación predefinidos
Calidad de la energía	Se ignoran los problemas de Calidad de la energía. Sólo se resuelven los cortes en el suministro	Identificación y resolución de problemas de Calidad de la energía. Existen varios tipos de tarifas para varios tipos de Calidad eléctrica

Tabla III-I Diferencias entre una red convencional y una red inteligente

III.3. El Mapa de Ruta del marco regulatorio de la Red Eléctrica Inteligente

Para emitir el marco regulatorio de la REI, la CRE ha desarrollado el mapa de ruta regulatorio (*Roadmap for Smart Grid Regulatory Framework*) con apoyo de la Agencia de Comercio y Desarrollo de los Estados Unidos. El mapa de ruta toma en cuenta los programas que la CFE, la SENER y la propia CRE llevarán a cabo.

La visión de la SENER se basa en la *Estrategia Nacional de Energía* donde se establece que el objetivo que se desea alcanzar con la REI es incrementar la Confiabilidad, la seguridad, la sustentabilidad y la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional mediante la instalación de medidores eléctricos inteligentes e interconexión de las fuentes de generación renovable operando bajo las mejores prácticas y estándares internacionales de Confiabilidad y eficiencia.

El programa de la CFE busca ofrecer información de tarifas en tiempo real al cliente y preservar la confidencialidad de los datos, administrar eficientemente los recursos de generación y demanda, facilitar la integración de generación renovable y vehículos eléctricos, reducción de pérdidas en el SEN (principalmente en la red de distribución), y el establecimiento de un sistema de información que almacene los principales datos del SEN.

El objetivo de la CRE en el mapa de ruta es desarrollar el marco regulatorio en torno a la integración de energías renovables a gran escala, el uso de información privada de los usuarios, los estándares de Confiabilidad aplicables, entre otros.

Recomendaciones para la implementación

Como parte del desarrollo del mapa de ruta se desarrollaron recomendaciones específicas para México en torno a seis temas centrales: Desarrollo de política pública, regulación, energías renovables, operación del sistema, eficiencia y planeación en las redes de distribución e inclusión del consumidor. A continuación se mencionan algunas recomendaciones contenidas en el mapa de ruta y que adquieren relevancia en la metodología propuesta en este trabajo; como son la

regulación de tarifas dinámicas y la instalación de Infraestructura de Medición Avanzada.

Las tarifas dinámicas incentivan al usuario a administrar de mejor manera el uso de la energía y hacen que se convierta en parte activa de la administración de la demanda. El mapa de ruta recomienda que la CRE y la CFE desarrollen y publiquen de manera detallada un plan para trasladar a los usuarios a una tarifa dinámica mediante medidores inteligentes.

Como beneficios de la implementación de tarifas dinámicas podemos mencionar que el usuario puede decidir la cantidad de energía que consume en determinado momento a fin de reducir la facturación por concepto de energía; y el operador del sistema puede realizar un mejor despacho de la energía si la demanda punta se ve reducida.

Para dar a conocer los beneficios de las tarifas dinámicas es necesario proporcionar información a los usuarios; así como recomendaciones enfocadas en hábitos de consumo.

Por otro lado, la implementación de medidores inteligentes deberá ser gradual y tener medidas de desempeño que permitan medir los beneficios obtenidos.

En el Mapa de Ruta se clasifican las medidas de desempeño en tres rubros: medidas orientadas a metas, logros operacionales y medidas relacionadas con los usuarios finales. A continuación se presentan algunas medidas de desempeño:

Orientadas a las metas:

- Número y participación de medidores inteligentes implementados.
- Porcentaje promedio de mejoras en pérdidas técnicas y no técnicas.
- Número promedio de minutos para restaurar interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

Logros operacionales:

- Reducción en la congestión de la transmisión lograda mediante tecnologías de la REI.
- Mejora en la eficiencia del sistema.
- Reducción en los costos de mantenimiento y operación.

Relacionadas con los usuarios finales:

- Tiempo promedio de restauración de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica.
- Incremento anual en el número de clientes residenciales, industriales y comerciales que usen los servicios de gestión de la energía para lograr más eficiencia.
- Porcentaje anual de cambios de precios.

Así mismo, el mapa de ruta hace énfasis en la inversión en Infraestructura de Medición Avanzada para detectar cortes de suministro, Calidad de la energía, condiciones de los transformadores ante fallas. En la modernización del sistema eléctrico también se contempla la instalación de sensores para su monitoreo obteniendo una visibilidad total de la Red.

Capítulo IV. Sistemas Inteligentes de Monitoreo de consumo eléctrico

Un sistema inteligente de monitoreo de consumo eléctrico se puede entender como un conjunto de elementos tecnológicos que desempeña la función de mejorar la eficiencia del sistema eléctrico y de involucrar al Usuario Final de manera más activa en su consumo.

El sistema inteligente de monitoreo de consumo eléctrico puede componerse de los siguientes elementos: un medidor inteligente de consumo eléctrico (*Smart meter*, en inglés), una Red de Área Doméstica (*Home Area Network HAN*, en inglés) como medio de comunicación entre dispositivos y equipo eléctrico en la instalación, un dispositivo de visualización de información (*In-Home Display IHD*, en inglés) para visualizar de manera sencilla e inmediata información del consumo energético en tiempo real y una Red de Área Extensa (*Wide Area Network WAN*, en inglés) como medio de comunicación entre el usuario y el suministrador o el operador del sistema eléctrico⁸.

IV.1. Beneficios de un sistema inteligente de monitoreo de consumo eléctrico

Un sistema inteligente de monitoreo de consumo eléctrico ofrece beneficios tanto al suministrador del servicio como al usuario.

Entre los beneficios al usuario está el hecho de que este tipo de sistemas proporciona información detallada sobre el consumo eléctrico en una instalación eléctrica. A diferencia de un medidor eléctrico convencional, el cual muestra solamente un número que representa la energía consumida en toda la instalación en un momento dado, un sistema inteligente de monitoreo puede mostrar el consumo “desagregado” por cada circuito o incluso por cada carga conectada a la

⁸ Aunque los términos **Home Area Network** e **In-Home Display** hacen referencia a instalaciones de tipo residencial, la tecnología puede extenderse a los sectores comercial e industrial.

instalación. Además de mostrar el consumo en diversas formas: consumo instantáneo, consumo acumulado durante el día, consumo histórico en el último mes, etc. De esta forma, el usuario puede tomar decisiones más informadas respecto a su forma de consumir energía en virtud de que cuenta con mayor información.

Otro beneficio consiste en la detección de fallas en la instalación. Si un sistema de monitoreo toma una lectura de consumo cuando todas las cargas de una instalación se encuentran desconectadas, significará entonces que en la instalación existe una “fuga de corriente”.

Además, es posible gracias a un sistema de monitoreo saber si un aparato electrodoméstico o cargador consume energía en modo de espera (*stand-by*, en inglés), favoreciendo a eliminar situaciones en las que se consume energía de forma innecesaria.

Por otro lado, los beneficios que las empresas de suministro eléctrico tienen con los sistemas de monitoreo inteligentes son diversos y cubren casi todas las áreas operativas. Por ejemplo, estos sistemas auxilian en la detección y recuperación de interrupciones y fallas en el suministro, además de proveer información precisa de la carga conectada en cada punto de la red de distribución. A continuación se detallarán algunos de los componentes que constituyen a un sistema inteligente de monitoreo de consumo eléctrico.

IV.2. Medidores Inteligentes

Un medidor tradicional electromecánico es un instrumento de medida cuya única función es registrar el consumo eléctrico en una instalación eléctrica durante un periodo de tiempo largo, usualmente un mes o un bimestre.

Un medidor inteligente o medidor avanzado es un dispositivo electrónico programable que incorpora una o más de las siguientes funciones:

- Medición y registro de variables eléctricas como tensión, demanda y energía consumida de una instalación en periodos cortos de tiempo (normalmente una hora; aunque pueden detectar y registrar lecturas cada 15 minutos).

- Proporciona información del consumo eléctrico tanto al cliente como al operador del sistema eléctrico y/o la empresa suministradora. Al cliente lo hace a través de la Red de Área Doméstica, mientras que al suministrador u operador lo hace a través de la Red de Área Extensa.
- Medición de dos vías (bidireccional). Este medidor inteligente puede registrar la energía proporcionada por el suministrador y la generada por el usuario, en caso de que éste cuente con alguna tecnología de generación distribuida en su instalación.
- Operaciones de conexión y desconexión de carga. Un medidor inteligente puede ser controlado remotamente por el suministrador u operador con fines de corte o reconexión del servicio de suministro.
- Monitoreo de la Calidad de la energía. Un medidor puede monitorear valores de variables eléctricas en el punto de interconexión con el usuario y enviarlos al suministrador u operador para su análisis.
- Comunicación con otros dispositivos inteligentes. Un medidor inteligente es capaz de comunicarse mediante protocolos inalámbricos (*Home Area Network, Zigbee, Bluetooth, etc.*) con electrodomésticos e incluso controlar su consumo de energía.
- Detección de robo de energía. Puesto que un medidor inteligente tendrá la capacidad de registrar la cantidad de energía que recibe el usuario por parte del suministrador y la cantidad de energía que consume en su instalación, se podrá detectar cualquier cantidad sobrante de energía consumida que represente robo de energía.

IV.3. Beneficios de los medidores inteligentes

La implementación de un medidor inteligente, que es parte de un sistema inteligente de monitoreo, ofrece varios beneficios tanto al lado de la demanda como al del suministro, como lo son:

- Constituir una buena herramienta de gestión de la demanda debido a su capacidad de medir, registrar y enviar al suministrador información en tiempo real del consumo eléctrico del cliente.

- La comunicación bidireccional que ofrece un medidor inteligente propicia una interacción directa entre el usuario y el suministrador.
- Proporciona al usuario información accesible en tiempo real sobre su consumo. Dicha información ayuda a que gestione de mejor forma su consumo.
- Crean un ambiente propicio para la implementación de programas de respuesta de la demanda como son los esquemas tarifarios dinámicos, ya que permiten registrar el consumo eléctrico asociado a diferentes horas del día.
- Permiten al suministrador restaurar, de manera más eficaz, el servicio después de una interrupción o corte.
- Tienen un efecto favorable sobre el sistema eléctrico, pues aligeran la congestión en la red de transmisión y distribución al habilitar programas de gestión de la demanda.
- Permiten al suministrador u operador del sistema tener un mayor control sobre la carga.
- Permiten la integración de fuentes de energía como sistemas fotovoltaicos o eólicos interconectados; así como equipo de almacenamiento de energía.
- Reducen los costos de operación del suministrador, pues ya no será necesario enviar personal a leer los medidores.
- A diferencia de los medidores electromecánicos tradicionales, los cuales pueden llegar a girar más lento a medida que transcurre su vida útil, la precisión de los medidores inteligentes, que carecen de componentes mecánicos, no se reduce a medida que pasa el tiempo, por lo que se registra una lectura más justa. (Edison Electric Institute 2006).

IV.4. Dispositivo de visualización

Constituye la parte visible del sistema de monitoreo. Está constituido por un *display* (ver Fig. IV-1) o pantalla donde se muestra gráficamente información del consumo eléctrico en tiempo real. Puede incluir las siguientes funciones:

- Despliegue de curvas diarias de consumo eléctrico y consumo acumulado a lo largo del día.
- Despliegue de información del consumo histórico de manera que el cliente pueda hacer comparaciones de consumos por días.
- Despliegue de datos de facturación por día, facturación al término del período, huella de carbono resultante (emisiones de gases contaminantes debido al consumo registrado), etc.
- Despliegue de información en forma audible para personas impedidas de apreciar visualmente la información.
- Información desplegada en dispositivos móviles o aplicaciones web.
- Información sobre las tarifas horarias del día siguiente (en un esquema tarifario de tiempo real) o de los períodos de pico crítico (en un esquema tarifario de pico crítico).



Fig. IV-1 Ejemplo de una pantalla de visualización de consumo eléctrico. Extraído de <http://www.jetsongreen.com/2011/01/ge-smart-home-of-the-future.html>

IV.5. Potencial en nuestro país

Los resultados que han tenido las naciones que han implementado programas de instalación de sistemas inteligentes de monitoreo como Corea o Irlanda sugieren que es una herramienta con mucho potencial (Comisión Reguladora de Energía 2014).

En nuestro país traería beneficios sustanciales en el rubro de la reducción de las pérdidas “no técnicas” o robo de energía, las cuales ascendieron en el año 2010 a 44,252 GWh (18%). (Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación 2011), porcentaje que representa una cifra demasiado alta. Incluso, en el mismo documento se afirma que “se establece como meta alcanzar un nivel global de pérdidas de energía de 8 por ciento al 2024” (Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación 2011, iv). La reducción de pérdidas no técnicas se planea lograr, entre otras medidas, mediante la “incorporación gradual de tecnologías avanzadas para la administración de la demanda como redes y medidores inteligentes” (Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación 2011, 1_9).

Implementar en nuestro país sistemas inteligentes de monitoreo de consumo eléctrico se traduciría en comodidad y un mejor servicio al cliente. Por ejemplo, la CFE actualmente ofrece dos alternativas de facturación: la facturación normal, en la que el recibo llega al domicilio del cliente cada dos meses y el pago programado, en el cual el cliente abona crédito a una tarjeta de prepago. Para cada una de las modalidades se debe utilizar un medidor de consumo diferente. Si el cliente por alguna razón decide cambiar de modalidad de pago, tiene que informar a la CFE de su intención y esperar a que personal de la compañía acuda a su domicilio, retire el medidor anterior e instale el correspondiente a la modalidad deseada. Con la implementación de un medidor inteligente, el usuario podría cambiar de modalidad las veces que desee sin tener que cambiar el medidor.

Además, se reduciría el tiempo necesario para reparar fallas técnicas o cortes en el suministro que se lleguen a presentar. Con un sistema inteligente, el suministrador

o el operador del sistema (CENACE) detectarían de forma inmediata dichas fallas. Para tener idea del beneficio que esto representa, en la Tabla IV-I se muestran distintos eventos que impactan en la interrupción del suministro, así como el tiempo necesario para restablecer el servicio.

Evento	Tiempo requerido para restablecer el servicio		
	Zona Urbana	Zona Rural	Unidad
Restablecimiento del suministro a todos los clientes alimentados de un sector o área de distribución fallada.	4	10	horas
Atención de inconformidades por alto consumo.	4	5	días
Reconexión de suministro en baja o en media tensión suspendido por falta de pago.	1	3	días
Restablecimiento de suministro con falsos contactos en acometida.	2	3	días
Trabajos que se requieren para que el voltaje en el suministro cumpla las especificaciones de contrato; reportes por deficiencias en el voltaje de suministro.	5	8	días

Tabla IV-I Tiempos máximos para peticiones al suministrador (CFE). Tomado el 3 de enero de 2015⁹

Para un sistema inteligente de monitoreo, todos los eventos de la tabla anterior se resolverían de manera inmediata, ahorrando costos de operación al suministrador y evitando incomodidad al cliente por falta del servicio.

En la Tabla IV-II se resumen las características de los componentes de un sistema inteligente de monitoreo de consumo eléctrico.

⁹ tomado de: http://www.cfe.gob.mx/casa/4_Informacionalcliente/Paginas/Nuestros-compromisos-contigo.aspx

IHD	HAN	MEDIDOR	SISTEMA
Despliega información visual o sonora en tiempo real sobre el consumo	Tecnología inalámbrica de alcance corto (algunos metros de alcance)	Capacidad de intercambiar la modalidad de facturación (prepago o modo mensual)	Comunicación remota entre el operador del sistema eléctrico y/o suministrador y el Usuario Final (comunicación bidireccional)
Se conecta con el medidor inteligente por medio de la Red de Área Doméstica	Permite a los electrodomésticos o equipos eléctricos conectarse al sistema	Capacidad de habilitar o deshabilitar el suministro	Despliegue de información de consumo eléctrico en tiempo real a través del siguiente mecanismo: el medidor inteligente transfiere información vía Red de Área Doméstica al dispositivo de visualización para ser mostrada al cliente
Constituye la parte visible del sistema de monitoreo	Basado en protocolos y estándares abiertos	Habilitación y deshabilitación remota del servicio de suministro	Recepción de tarifas horarias de electricidad. Dependiendo del esquema tarifario contrato por el Usuario Final, el suministrador enviará las tarifas una hora antes o un día antes; así como avisos sobre eventos de pico crítico próximos a ocurrir.

Tabla IV-II Características de los componentes de un sistema inteligente de monitoreo de consumo eléctrico.

Por último, cabe hacer mención que la CFE publicó entre los meses de julio y agosto del 2014 un paquete de 7 licitaciones que tenían por objeto modernizar parte de la Red de Distribución; así como la infraestructura de transformación y medición para lograr reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de energía en el proceso de distribución. Se contempló una inversión total de 512 millones de dólares. Con ello se planeó sustituir 910,399 medidores y 20,500 transformadores. Las entidades beneficiadas por los proyectos licitados serán: Chihuahua, Coahuila, Distrito Federal, Durango y Estado de México. La implementación de la infraestructura comenzará en abril de 2016 y se estima reducir las pérdidas totales (técnicas y no técnicas) a 10% para el 2018. En la Tabla IV-III se muestran los proyectos licitados:

Proyecto licitado	Zona de implementación	Cantidad de medidores	Tipo de tecnología	Inversión estimada [mdd]	Tiempo estimado de ejecución [meses]	Fecha de entrada en operación
Reducción de pérdidas de energía en Distribución (3a fase)	Norte del Valle de México (D.F. y Edo. De México)	156,669	A.M.I. con comunicación inalámbrica (radiofrecuencia)	133*	16	abril de 2016
Reducción de pérdidas de energía en Distribución (4a fase)	D.F. y Edo. De México	250,522	A.M.I. con comunicación inalámbrica (radiofrecuencia)	171*	16	agosto de 2016
Reducción de pérdidas de energía en Distribución (5a fase)	Coahuila, Chihuahua y Durango	6,030	A.M.I. con comunicación inalámbrica (Power Line Carrier)	12	12	enero de 2016
Reducción de pérdidas de energía en Distribución (6a fase)	Centro del Valle de México (D.F. y Edo. De México)	308,071	A.M.I. con comunicación inalámbrica (radiofrecuencia)	132	16.5	julio de 2016
Reducción de pérdidas de energía en Distribución (7a fase)	Centro del Valle de México (D.F. y Edo. De México)	189,107	Medidor tipo autogestión	64*	16	septiembre de 2016

Tabla IV-III Proyectos licitados por la CFE para la implementación de medidores inteligentes. Elaborada con información de la CFE

Capítulo V. Propuesta de una metodología de optimización de la Facturación Eléctrica

V.1. Condiciones necesarias para implementar la metodología propuesta

En los capítulos anteriores abordamos por separado los temas de la REI, de gestión de la demanda y algunas estrategias como los esquemas tarifarios dinámicos de electricidad; así como de los sistemas inteligentes de monitoreo de consumo eléctrico. En este capítulo tomaremos los temas mencionados y supondremos un escenario hipotético con el fin de ilustrar la relación que tienen entre ellos.

Lo que se propone en este capítulo es una metodología para optimizar la facturación por concepto de consumo eléctrico en una instalación de tipo industrial que puede ser claramente un ejemplo de la figura de Usuario Calificado dentro del nuevo MEM. Dicha metodología representa un ejemplo de una estrategia de gestión de la demanda, ya que aplicándola, se logra tener un mayor control sobre el consumo eléctrico con el objetivo de reducir el elevado costo que representa el consumo de electricidad para un usuario industrial.

El escenario hipotético bajo el cual la metodología propuesta sería factible de aplicarse en México consta de las siguientes condiciones:

1. La instalación está equipada con un medidor inteligente capaz de registrar lecturas en periodos cortos para obtener el consumo eléctrico horario.
2. Se cuenta con una red de área extensa (WAN) mediante la cual el operador del sistema eléctrico (CENACE) o el Suministrador de Servicio Calificado envía la información de las tarifas horarias al medidor inteligente un día antes.

3. El usuario está catalogado como un Usuario Calificado, según la LIE¹⁰. Existen dos tipos de Usuarios Calificados: Usuarios Calificados Participantes del Mercado o Usuarios Calificados representados por un Suministrador.
4. Si el usuario pertenece a la clasificación de Usuario Calificado Participante del Mercado, este compra la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista y el costo de la electricidad se rige por PML del nodo al cual la instalación se encuentra conectada.
5. Si el usuario pertenece a la clasificación de Usuario Calificado representado por un Suministrador, el servicio eléctrico del usuario se rige bajo un esquema tarifario dinámico, proporcionado por un Suministrador de Servicio Calificado.
6. Se cuenta con una interfaz alámbrica o inalámbrica que recibe la información de las tarifas horarias del medidor inteligente y la proporciona a un procesador cargado con el algoritmo de resolución.
7. Se cuenta con el software para ejecutar la metodología de resolución propuesta.

La metodología que a continuación se aborda propone al usuario realizar una redistribución de su consumo a lo largo del día tomando en cuenta el precio que la electricidad tendrá a lo largo de las distintas horas. Dicha redistribución de consumo

¹⁰ El artículo decimoquinto transitorio de la LIE establece que podrán incluirse en el Registro de Usuarios Calificados:

- I. Los centros de carga incluidos en los contratos de interconexión legados a la fecha de entrada en vigor de la Ley;
- II. Los demás Centros de Carga que reporten una demanda igual o mayor a 3MW, durante el primer año de vigencia de la Ley. Este nivel se reducirá:
 - a. Al menos a 2MW al final del primer año de vigencia de la Ley, y
 - b. Al menos a 1MW al final del segundo año de vigencia de la Ley,
- III. Los demás Centros de Carga que cumplan con las disposiciones respectivas que emita la Secretaría.

representará un ahorro pues la facturación eléctrica ya no depende solamente de la cantidad de energía consumida; sino de la hora a la que dicha energía se consume.

Esta metodología propuesta representa una aplicación de la Red Eléctrica Inteligente por lo siguiente:

- Existe una interacción entre el consumidor (usuario industrial) y la Red Eléctrica a través del envío y recepción de los precios horarios de la electricidad (señales de mercado).
- El usuario juega un papel activo, pues responde a señales del precio de la electricidad. Su respuesta consiste en redistribuir su consumo eléctrico a lo largo del día.
- Se cuenta con infraestructura avanzada de medición, conformada por un medidor inteligente, una interfaz de comunicación entre el operador del sistema eléctrico y/o suministrador de servicio calificado y el usuario; además de una interfaz entre el medidor inteligente y una computadora que ejecutará el programa con la metodología planteada.

En el apartado siguiente se dará una descripción del método de solución propuesto y se ilustrará con casos de estudio en los cuales se usarán datos de consumo eléctrico reales de una instalación industrial establecida en México.

V.2. Descripción de la metodología propuesta

La metodología consta de cuatro pasos: análisis estadístico de datos de consumo eléctrico, planteamiento del método de optimización lineal, planeación y acciones de consumo y estimación del ahorro. A continuación se describen estos pasos:

Paso 1. Análisis estadístico de datos de consumo eléctrico

Partiendo del supuesto de que en cualquier instalación eléctrica se registra un patrón de consumo de energía característico que obedece a la carga conectada, así como a los horarios, hábitos y comportamientos de los usuarios, es posible obtener dicho patrón a partir de datos históricos. Con base en el patrón de consumo, que puede consistir en una representación gráfica de los kilowatts hora consumidos a lo largo del tiempo, se puede predecir el consumo para días futuros.

Los datos históricos de consumo pueden ser recopilados mediante un sistema de monitoreo de consumo eléctrico, un medidor inteligente, o cualquier herramienta capaz de medir y registrar datos de consumo eléctrico.

Puesto que el consumo de energía en una instalación industrial está relacionado directamente con la producción, se recomienda emplear un método de pronósticos de sistemas de producción industrial.

En la planeación y control de la producción se emplean diversos métodos de pronósticos para realizar estimaciones en la producción industrial con el fin de tomar decisiones adecuadas. Los métodos de series de tiempo usan el pasado para tratar de determinar el futuro y están basados en principios estadísticos (Sipper y Bulfin Jr. 1998).

Una serie de tiempo es un conjunto cronológico de datos que sirve para realizar estimaciones. Se pueden emplear distintos métodos dependiendo si se usan todos los datos del conjunto o sólo los más recientes.

En (Sipper y Bulfin Jr. 1998) se recomienda usar métodos que consideren todos los datos de la serie de tiempo cuando “el proceso es verdaderamente constante porque capta la esencia de la serie de tiempo y tiende a moderar las fluctuaciones aleatorias” (Sipper y Bulfin Jr. 1998, 124). En cambio, se sugiere usar el método del último dato si el proceso cambia significativamente. Si se consideran todos los datos de la serie, se obtendrá un pronóstico que ignore (no considera) las fluctuaciones del proceso; pero si se emplea el último dato, el pronóstico se verá afectado por dichas fluctuaciones.

Existe un tercer método que toma las cualidades de los dos anteriores. El pronóstico obtenido con este método se ve moderadamente afectado por las fluctuaciones del proceso y además tiene una respuesta rápida al cambio. Este método es el método de promedios móviles. La Tabla V-I resume los aspectos de cada método:

Método de pronósticos para series de tiempo	Datos de la serie de tiempo empleados	Modera fluctuaciones aleatorias	Respuesta al cambio
Método de promedio	Todos	Sí	Lenta
Método de último dato	El último	No	Rápida
Método de promedios móviles	Los más recientes	Sí	Rápida

Tabla V-I Características de los métodos de pronósticos para series de tiempo

Más adelante, en los casos de estudio, mostraremos que de los tres métodos de pronósticos mencionados, el que más se adecúa al pronóstico del consumo eléctrico para días futuros es el de promedios móviles. A continuación se plantea matemáticamente el problema de estimación del consumo eléctrico empleando el método de pronósticos de promedios móviles:

Para cualquier hora i de un día futuro, se puede pronosticar el consumo eléctrico teniendo la siguiente información:

N El número de días que se consideran en el promedio móvil (*días*)

T El número total de días de la serie de tiempo (*días*)

M_i El pronóstico para el consumo eléctrico a la hora i (*kWh*)

d_j El consumo eléctrico horario de la hora i en el j – *esimo* día la serie de tiempo (*kWh*)

Entonces:

$$M_i = \frac{1}{N} (d_{T-N+1} + d_{T-N+2} + \dots + d_T) = \frac{1}{N} \sum_{t=T-N+1}^T d_t$$

Consecuentemente, el pronóstico del consumo total diario M_T para el día pronosticado es:

$$M_T = \sum_{i=1}^{24} M_i$$

Paso 2. Planteamiento del método de optimización lineal

Un método de optimización lineal consiste en hallar el valor óptimo de una función lineal objetivo sujeta a ciertas restricciones. Dado que la facturación eléctrica es una función lineal que depende del consumo eléctrico, es posible emplear un método de optimización lineal para encontrar el valor que optimice la función objetivo, bajo ciertas restricciones de consumo eléctrico. En el caso de una instalación eléctrica, las restricciones están determinadas por los valores mínimos y/o máximos deseados de consumo eléctrico. A continuación se plantea matemáticamente el problema de minimización de la facturación eléctrica. Cabe mencionar que la optimización que se realiza es para la facturación eléctrica del día siguiente, por lo que se requiere el resultado obtenido en el paso anterior (pronósticos de consumo eléctrico horario y total para el día siguiente):

Sea la facturación eléctrica para un día N :

$$F_N = \bar{T} \cdot \bar{x} = \sum_{i=1}^{24} T_i x_i$$

Donde:

i Es la hora i -ésima del día N , donde $1 \leq i \leq 24$

x_i Es el consumo eléctrico horario correspondiente a la hora i del día N (kWh)

\bar{x} Es el vector de consumo eléctrico, compuesto por los x_i del día N (kWh):

$$\bar{x} = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_{24}]$$

T_i La tarifa eléctrica horaria para la hora i ($\frac{\$}{kWh}$)

\bar{T} Es el vector de tarifas eléctricas, compuesto por los T_i del día N ($\frac{\$}{kWh}$):

$$\bar{T} = [T_1, T_2, T_3, \dots, T_{24}]$$

F_N Es la facturación por concepto de energía eléctrica para un día N (\$ MXN)

Entonces la facturación mínima es:

$$F_{opt} = \text{mín } F_N(\bar{x}, \bar{T}) = \text{min } \bar{T} \cdot \bar{x} = \text{min } \sum_{i=1}^{24} T_i x_i$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$\sum_{n=1}^{24} x_i = x_{TE}$$

$$x_{i_dec} \leq x_i \leq x_{i_inc}$$

Donde:

x_{TE} Es la estimación del consumo eléctrico total para el día N (kWh)

x_{i_dec} Es el valor mínimo (establecido por el usuario u obtenido estadísticamente mediante desviación estándar) que el consumo x_i puede tomar en la hora i (kWh)

x_{i_inc} Es el valor máximo (establecido por el usuario u obtenido estadísticamente mediante desviación estándar) que el consumo x_i puede tomar en la hora i (kWh)

A su vez, $\overline{x_{inc}}$ y $\overline{x_{dec}}$ se definen como:

$$\overline{x_{inc}} = [x_{E1} (f_{inc_1} + 1), x_{E2} (f_{inc_2} + 1), \dots, x_{E24} (f_{inc_24} + 1)]$$

$$\overline{x_{inc}} = [x_{1_inc}, x_{2_inc}, \dots, x_{24_inc}]$$

$$\overline{x_{dec}} = [x_{E1} (1 - f_{dec_1}), x_{E2} (1 - f_{dec_2}), \dots, x_{E24} (1 - f_{dec_24})]$$

$$\overline{x_{dec}} = [x_{1_dec}, x_{2_dec}, \dots, x_{24_dec}]$$

Donde f_{inc_i} y f_{dec_i} son las fracciones de incremento y reducción de carga, respectivamente. Además:

$$f_{inc_i} > 0$$

$$0 < f_{dec_i} < 1$$

La primera restricción del método de optimización, donde se establece que la suma de los consumos horarios a lo largo del día debe ser igual al consumo total diario estimado, es necesaria pues la estrategia de consumo que se propone aquí es de distribución de carga, no de reducción de carga. De esta forma, la metodología no restringirá el consumo tradicional del usuario, sino propondrá sólo redistribuirlo a lo largo del día.

La segunda restricción es necesaria ya que el consumo por cada hora debe estar dentro de un intervalo delimitado. Se propone que la delimitación del intervalo se fije mediante alguna de las siguientes formas: la primera es estadísticamente; obteniendo con datos históricos de semanas o meses anteriores un valor promedio de consumo eléctrico diario y calculando la desviación estándar. El valor resultante será el que defina el intervalo. La segunda es aleatoriamente; donde el usuario considera qué tanto consumo eléctrico podría sacrificar en una hora en particular. Dicho de otro modo, qué tan dispuesto está para desplazar carga de las horas más caras a las horas más baratas.

El vector \bar{T} está formado por las tarifas horarias. Dichas tarifas horarias son proporcionadas generalmente por el suministrador de energía eléctrica a sus clientes el día anterior con el fin de que el cliente planifique su consumo eléctrico. En el caso del mercado spot, el vector de tarifas estará formado por el PML del nodo al cual se encuentra conectada la instalación.

Paso 3. Acciones de consumo

Una vez obtenido el perfil óptimo de consumo (aquél que minimiza la facturación eléctrica bajo ciertas restricciones), se debe desarrollar una estrategia para aproximar lo más posible el perfil de consumo “tradicional” al perfil óptimo. Dicha estrategia puede consistir en programar la operación de cargas en la instalación o de acciones realizadas por el usuario como la reducción o aumento manual de carga apoyándose en la información que le proporcione el sistema de monitoreo de consumo eléctrico de su instalación.

Paso 4. Estimación del ahorro

Supóngase que para un día en particular, el usuario tiene dos opciones para elegir: aplicar la metodología y acercarse lo más posible al perfil de consumo óptimo propuesto o simplemente seguir el mismo perfil de consumo como tradicionalmente lo hace. Para cualquier opción que elija, no sabríamos con certeza la cantidad de energía que hubiera consumido y la facturación que hubiera registrado en el otro escenario (la opción que no eligió). Por ello, el ahorro en la facturación debido a la implementación de la metodología sólo se puede estimar. Para estimar el ahorro que pudo haberse obtenido para un día “N” se deberán realizar los siguientes pasos:

Pasos para estimar el ahorro en la facturación debido a la optimización:

1. Obtener los registros del consumo horario durante el día N, así como el consumo total diario registrado C_{t_N} .
2. Aplicar el método de optimización usando los datos del paso anterior y considerando como restricción que el consumo total óptimo $C_{t_{Optimo}}$ sea igual al C_{t_N} (consumo total descrito en el punto anterior).
3. Determinar la facturación F_N para el día N considerando los datos de consumo horario del paso 1. Esta facturación corresponde al perfil de consumo no optimizado.
4. Determinar la facturación óptima F_{opt} para el mismo día considerando los datos de consumo horario obtenidos en el paso 2. Esta facturación corresponde al perfil de consumo óptimo.

5. El ahorro estimado será la diferencia entre la facturación F_N y la facturación óptima F_{opt} , es decir:

$$Ahorro_{estimado} = F_N - F_{opt}$$

La metodología puede representarse mediante el diagrama siguiente:

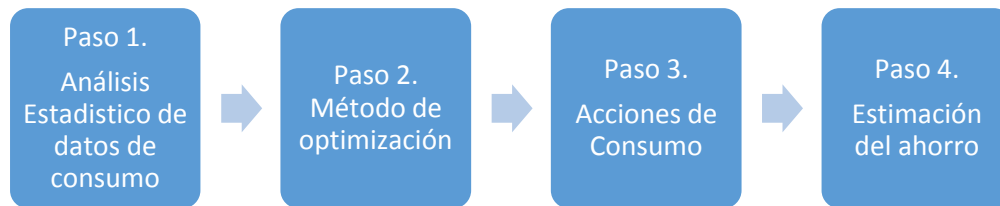


Fig. V-1 Diagrama de bloques de la metodología de optimización

A continuación se presenta un par de casos de estudio que ilustran la metodología propuesta.

V.3. Casos de Estudio

Para ilustrar la metodología usaremos los datos reales de consumo horario de una instalación industrial registrados durante el año 2012. Se supondrá que la facturación eléctrica en la instalación se encuentra bajo un esquema tarifario dinámico regido por el PML¹¹, el cual varía en cada hora del día.

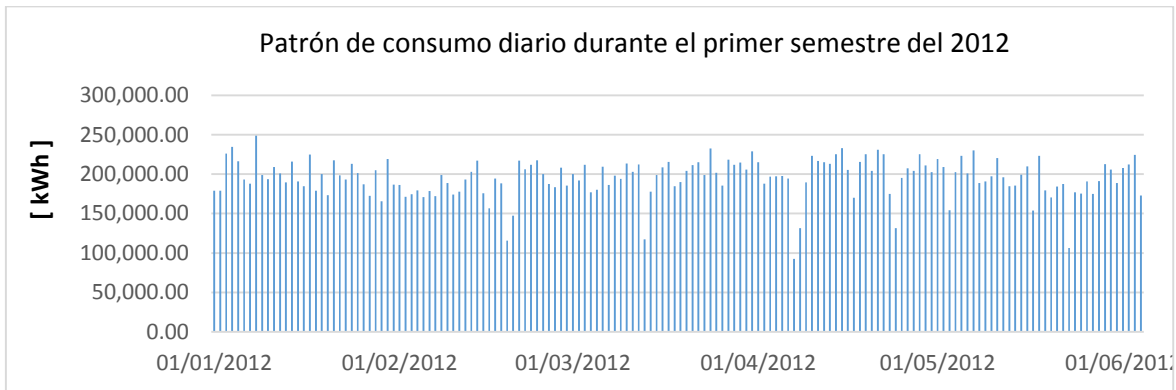
Caso de estudio 1. Martes 5 de junio de 2012

Elegimos aleatoriamente pronosticar el consumo eléctrico del día 5 de junio.

Paso 1. Análisis estadístico de datos de consumo eléctrico

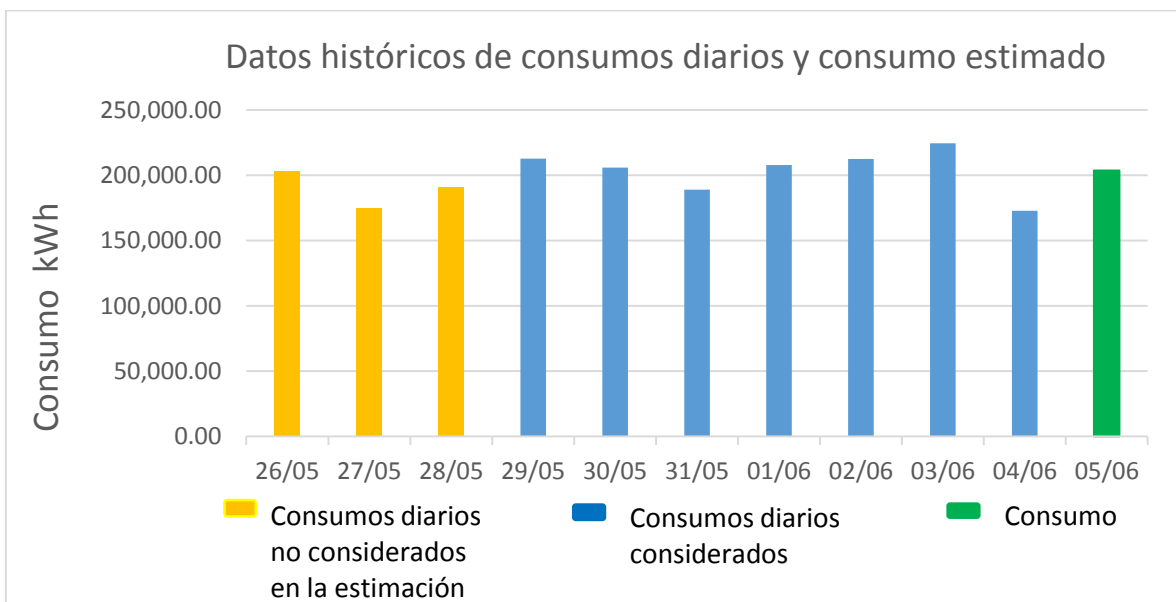
¹¹ En los siguientes casos de estudio emplearemos valores de CTCP porque son los valores que se tuvieron disponibles al momento de redactar la tesis. Sin embargo, se debe aclarar que los valores que deberá emplear un Usuario Calificado son los PML.

Observando los datos de consumo horario de los meses enero a junio del año 2012 notamos que el consumo en esta instalación representa un patrón esencialmente constante, como se muestra en la Gráfica V-1:



Gráfica V-1 Datos históricos de consumo del 1ro de enero de 2012 al 4 de Junio de 2012

A pesar de que el patrón es esencialmente constante, los datos históricos presentan fluctuaciones aleatorias por lo que es conveniente emplear un método de pronósticos que modere dichas fluctuaciones y que tenga una respuesta rápida al cambio; por ello, proponemos emplear el método de promedios móviles utilizando una serie de tiempo formada por los últimos días del mes de mayo y los primeros de junio, como se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica V-2 Estimación para el día 5 de junio

En este caso, hemos elegido aleatoriamente una serie de tiempo de 10 datos, que corresponden a los consumos diarios registrados desde el 26 de mayo hasta el 4 de junio para obtener el pronóstico de consumo para el día 5 de junio.

Las barras en color amarillo representan datos de la serie de tiempo que no se toman en cuenta para realizar la estimación del día 5 de junio. Las barras azules representan los días que sí se incluyen en la estimación y la de color verde representa el día estimado. A continuación se muestra la sustitución de datos para obtener la estimación del consumo horario en la hora 1; el resto de los consumos horarios (desde las 2 hasta las 24 horas) se calculan de forma similar. También se sustituyen datos para obtener el consumo total diario:

El consumo horario estimado se definió como:

$$M_i = \frac{1}{N} (d_{T-N+1} + d_{T-N+2} + \dots + d_T) = \frac{1}{N} \sum_{t=T-N+1}^T d_t$$

Para la hora 1:

$$M_1 = \frac{1}{7} (d_4 + d_5 + d_6 + d_7 + d_8 + d_9 + d_{10}) = \frac{1}{7} \sum_{t=4}^{10} d_t$$

$$M_1 = \frac{1}{7} (8,555 + 8,753 + 9,413 + 5,998 + 9,122.41 + 10,410.31 + 8,788.56)$$

$$M_1 = \mathbf{8,720.04kWh}$$

Las demás horas se calculan de la misma forma. El consumo total M_T estimado para el día pronosticado es:

$$M_T = \sum_{i=1}^{24} M_i$$

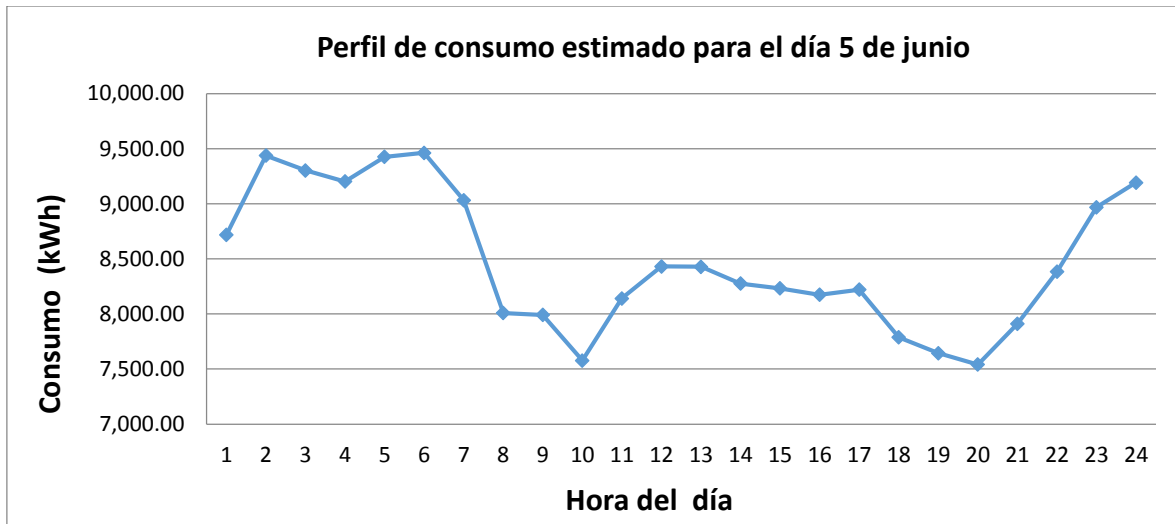
$$M_T = \mathbf{203,499.83 kWh}$$

La Tabla V-II muestra los valores históricos de consumo horario utilizados para obtener el perfil de consumo y estimar el consumo para el día martes 5 de Junio del 2012. El perfil de consumo se obtiene con base en los promedios horarios de los 7 días anteriores al 5 de junio del 2012. La última columna contiene los datos del día estimado:

Año 2012											
Hora	26/05	27/05	28/05	29/05	30/05	31/05	01/06	02/06	03/06	04/06	05/06
1	7,871.00	11,527.00	8,153.00	8,555.00	8,753.00	9,413.00	5,998.00	9122.4097	10410.3085	8788.5596	8,720.04
2	7,229.00	3,999.00	8,147.00	8,517.00	8,823.00	9,295.00	10,706.05	9111.2076	10482.0158	9138.1575	9,438.92
3	7,642.00	6,253.00	7,633.00	8,822.00	9,004.00	8,749.00	10,273.49	8853.7213	10211.2634	9209.3392	9,303.26
4	7,344.00	9,202.00	7,173.00	9,000.00	9,474.00	9,072.00	9,271.79	8404.8876	10122.7702	9077.8635	9,203.33
5	8,059.00	8,841.00	7,730.00	9,209.00	9,560.00	9,478.00	9,570.72	8949.2949	10137.49	9078.3603	9,426.12
6	8,281.00	9,045.00	8,013.00	8,589.00	8,370.00	9,486.00	9,318.92	9679.5638	10047.3814	10748.2651	9,462.73
7	8,160.00	8,802.00	7,971.00	8,663.00	8,096.00	9,091.00	8,788.84	9615.6332	9387.4099	9588.9048	9,032.97
8	8,884.00	9,040.00	7,676.00	8,119.00	7,221.00	8,327.00	7,935.71	8959.984	8952.9165	6543.0216	8,008.38
9	8,134.00	11,044.00	7,450.00	8,034.00	7,518.00	8,475.00	8,421.75	9197.5791	8531.4434	5758.2485	7,990.86
10	8,722.00	12,912.00	7,406.00	8,707.00	4,297.00	8,872.00	7,813.90	9529.0289	8563.2896	5256.5796	7,576.97
11	8,984.00	7,839.00	7,762.00	8,653.00	8,446.00	8,913.00	7,221.43	9190.7446	9263.6176	5300.4506	8,141.18
12	9,619.00	4,267.00	7,795.00	9,251.00	8,399.00	9,191.00	7,596.81	9288.878	9952.0051	5342.7681	8,431.64
13	10,027.00	3,300.00	7,607.00	9,293.00	8,555.00	8,477.00	8,173.36	9467.3635	9715.9267	5321.0892	8,428.96
14	7,642.00	3,300.00	7,903.00	9,784.00	8,413.00	8,036.00	7,905.00	9467.6755	9137.2927	5194.0778	8,276.72
15	7,344.00	3,300.00	8,265.00	9,545.00	8,533.00	7,984.00	8,437.69	8915.4717	8977.1046	5233.8054	8,232.30
16	8,059.00	3,300.00	8,402.00	9,329.00	8,851.00	8,166.00	8,867.71	8164.5022	8487.7777	5354.9858	8,174.42
17	8,281.00	4,748.00	8,073.00	9,585.00	8,946.00	7,350.00	8,614.03	8418.6419	8836.4578	5799.565	8,221.38
18	8,160.00	6,430.00	8,037.00	9,443.00	8,843.00	3,699.00	8,866.53	8963.1084	8747.2705	5950.1502	7,787.44
19	8,884.00	6,757.00	8,361.00	9,190.00	8,564.00	3,300.00	9,063.74	8306.0003	8824.7445	6260.5214	7,644.14
20	8,134.00	7,546.00	7,826.00	8,538.00	8,420.00	4,085.00	9,125.66	7596.5009	8208.1582	6810.7219	7,540.58
21	8,722.00	8,318.00	7,805.00	8,269.00	8,997.00	6,177.00	8,230.37	7310.4312	9045.0734	7342.8297	7,910.24
22	8,984.00	8,636.00	7,963.00	8,421.00	9,566.00	6,939.00	8,686.20	7790.0854	9535.4131	7752.5393	8,384.32
23	9,619.00	8,199.00	8,873.00	8,599.00	10,077.00	8,026.00	9,086.09	8768.383	9432.7422	8797.5611	8,969.54
24	10,027.00	8,189.00	9,185.00	8,505.00	10,090.00	8,280.00	9,705.02	9239.9667	9415.2645	9118.4786	9,193.39
Total diario (kWh)	202,812.00	174,794.00	191,209.00	212,620.00	205,816.00	188,881.00	207,678.79	212,311.06	224,425.14	172,766.84	203,499.83

Tabla V-II Serie de tiempo empleada para estimar el consumo del día 5 de junio

Si se grafica el perfil de consumo estimado para el día 5 de junio, adquiere la forma que se muestra:



Gráfica V-3 Perfil de consumo estimado para el martes 5 de junio de 2012

Hasta aquí hemos estimado los consumos horarios (perfil de consumo) y el consumo total diario para el día de interés. El siguiente paso es aplicar el método de optimización empleando los datos de consumo estimados.

Paso 2. Aplicación del método de optimización lineal

El método de optimización lineal que proponemos usar aquí es el método simplex, el cual se describe y ejemplifica en el apéndice 2. Para resolver la optimización usando el método simplex empleamos la herramienta *solver* de Excel.

Recapitulando, lo que necesitamos para resolver el método de optimización es: una función objetivo, la cual corresponde a la facturación eléctrica para un día futuro; un vector de coeficientes, formado por las tarifas eléctricas horarias; restricciones, las cuales serán delimitadas por el usuario y por el valor del consumo total diario estimado. La solución del método serán los consumos eléctricos horarios que representan el consumo óptimo para el día futuro. A continuación de sustituyen los datos en la fórmula del método de optimización.

La optimización de la facturación eléctrica se definió como:

$$F_{opt} = \min F_N(\bar{x}, \bar{T}) = \min \bar{T} \cdot \bar{x} = \min \sum_{i=1}^{24} T_i x_i$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

Restricción 1: $\sum_{i=1}^{24} x_i = 203,499.83 \text{ kWh}$

El valor anterior es el consumo total diario estimado en el paso anterior.

Restricción 2: $x_{i_dec} \leq x_i \leq x_{i_inc}$

Aleatoriamente (aunque también pudo haberse obtenido estadísticamente) se propone que el consumo puede aumentar o disminuir un 10% en todas las horas.

Es decir:

$$\bar{x}_{inc} = [x_{E1} (0.1 + 1), x_{E2} (0.1 + 1), \dots, x_{E24} (0.1 + 1)]$$

$$\bar{x}_{inc} = [1.1x_{E1}, 1.1 x_{E2}, \dots, 1.1x_{E24}]$$

$$\bar{x}_{dec} = [x_{E1} (1 - 0.1), x_{E2} (1 - 0.1), \dots, x_{E24} (1 - 0.1)]$$

$$\bar{x}_{dec} = [0.9x_{E1}, 0.9 x_{E2}, \dots, 0.9 x_{E24}]$$

El vector de coeficientes \bar{T} está formado por el CTCP incurrido el día 5 de junio de 2012 (nodo Juárez), expresado en pesos por kWh:

$$\bar{T} = [2.17, 1.91, 1.67, 1.62, 1.61, 1.45, 1.80, 1.81,$$

$$1.73, 2.19, 2.21, 2.23, 2.21, 2.21, 2.23, 2.26,$$

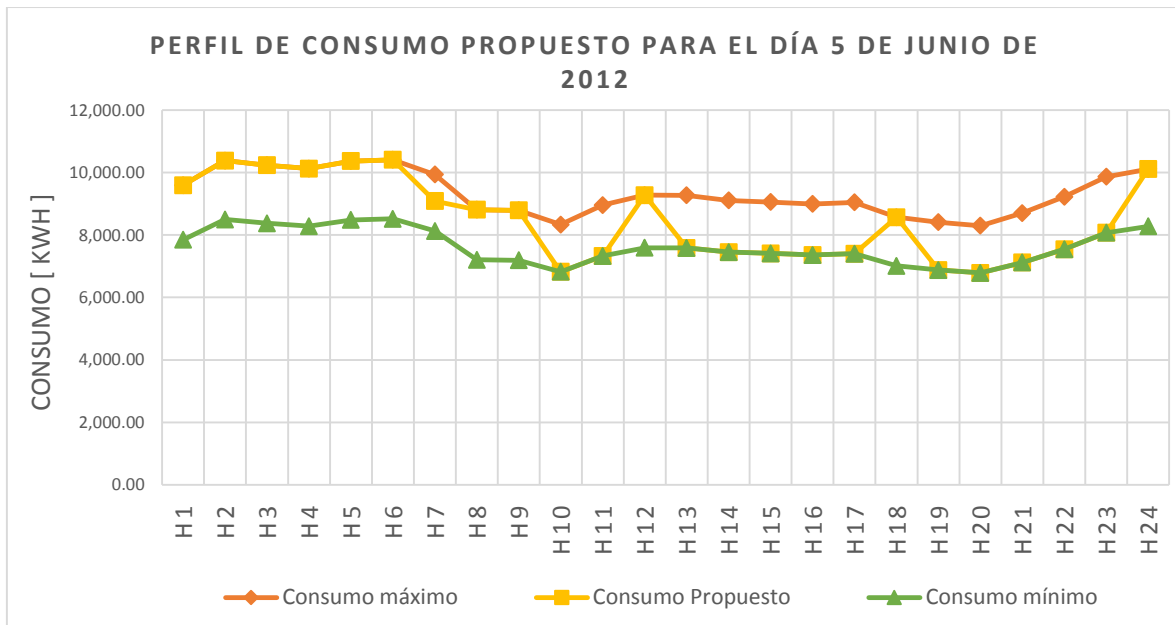
$$2.28, 2.28, 2.29, 2.32, 2.23, 2.17, 2.20, 2.19] \text{ pesos/kWh}$$

Una vez planteado el problema de optimización, se procede a ingresar los datos en la herramienta *solver* para obtener el siguiente vector solución mostrado en la Tabla V-III

Hora del día	Consumo horario (kWh)
H1	9,592.04
H2	10,382.81
H3	10,233.59
H4	10,123.66
H5	10,368.74
H6	10,409.01
H7	9,086.43
H8	8,809.21
H9	8,789.95
H10	6,819.27
H11	7,327.06
H12	9,274.80
H13	7,586.07
H14	7,449.05
H15	7,409.07
H16	7,356.98
H17	7,399.25
H18	8,566.18
H19	6,879.73
H20	6,786.52
H21	7,119.22
H22	7,545.89
H23	8,072.59
H24	10,112.73
Consumo total estimado (kWh)	203,499.83

Tabla V-III Vector solución del consumo eléctrico óptimo

A continuación se muestra en la Gráfica V-4 el perfil de consumo óptimo, además de los perfiles de consumo “envolventes” que representan los límites en los cuales el usuario está dispuesto a aumentar o disminuir su consumo:



Gráfica V-4 Perfil de Consumo propuesto para el día 5 de Junio de 2012

Paso 3. Planeación y acciones de consumo

En este punto, el usuario tendrá que planear una estrategia de consumo para el día 5 de junio de tal forma que su perfil de consumo se aproxime lo más posible al perfil de consumo óptimo.

Paso 4. Estimación del ahorro

Finalmente, se estima el ahorro en la facturación debido a las acciones tomadas encaminadas a seguir el perfil de consumo óptimo. En este paso usaremos los datos reales registrados el día 5 de junio; y realizaremos una vez más la optimización con la diferencia de que ahora se usan los datos de consumo horario reales y no los estimados antes del día en cuestión. A continuación se muestra la sustitución de datos para estimar el ahorro:

1. Obtener el consumo horario durante el día N, así como el consumo total registrado C_{t_N} .

$$\bar{x} = [6527, 7013, 7303, 7921, 6929, 7073, 8175, 7965, \\ 8075, 8497, 8427, 8683, 8853, 9569, 9383, 8730, \\ 8562, 8878, 8031, 7997, 9132, 10160, 10107, 10668] kWh \\ C_{t_N} = 202,658 kWh$$

2. Determinar el perfil de consumo óptimo considerando como restricción que el consumo total óptimo C_{t_Optimo} sea igual al C_{t_N} (consumo descrito en el punto anterior).
3. Determinar la facturación F_N para el día N considerando el perfil que corresponde al consumo total registrado C_{t_N} .

$$F_N = \$ 419,887.36 \text{ MXN}$$

4. Determinar la facturación óptima F_{opt} para el mismo día considerando el perfil que corresponde al consumo total óptimo C_{t_Optimo} .

$$F_{opt} = \$ 416,334.56 \text{ MXN}$$

5. El ahorro estimado será la diferencia entre la facturación F_N y la facturación óptima F_{opt} , es decir:

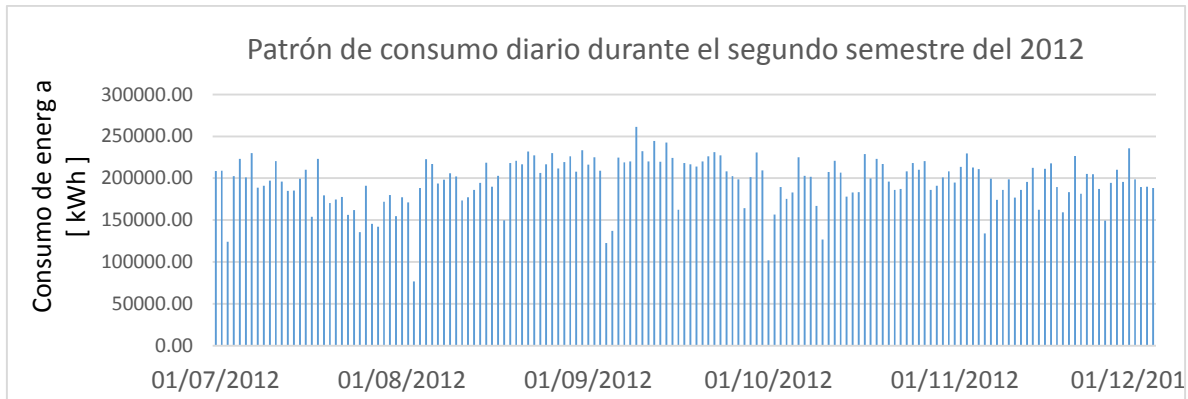
$$Ahorro_{estimado} = 419,887.36 - 416,334.56 = \$ 3,522.81 \text{ MXN}$$

El ahorro estimado puede no representar mucho; sin embargo, esa estimación fue sólo para el día 5 de junio. Suponiendo que se ahorrara la misma cantidad durante un período completo de facturación mensual, el ahorro total sería de aproximadamente \$106,000 MXN.

Caso de estudio 2. Miércoles 5 de diciembre de 2012

Paso 1. Análisis estadístico de datos de consumo eléctrico

Al igual que en la primera parte del año, la Gráfica V-5 muestra que el patrón de consumo durante la segunda mitad del año 2012 constituye un proceso esencialmente constante, donde el promedio para este periodo es de 198,556 kWh.



Gráfica V-5 Datos históricos de consumo del 1ro de julio de 2012 al 4 de diciembre de 2012

De nuevo empleamos el método de promedios móviles usando como serie de tiempo los últimos días de noviembre y los primeros de diciembre, lo cual se muestra en la Gráfica V-6 :



Gráfica V-6 Estimación de consumo eléctrico para el día 5 de Diciembre

Al igual que en el estudio de caso 1, se eligieron 10 datos, que corresponden a los consumos diarios registrados desde el 25 de noviembre hasta el 4 de diciembre para obtener el pronóstico de consumo para el día 5 de diciembre.

En este caso usamos ocho días para realizar la estimación. Los colores tienen el mismo significado que en el estudio de caso 1: amarillo para los datos de la serie de tiempo que no son considerados, azul para datos considerados y verde para el día pronosticado.

El perfil de consumo diario de la gráfica anterior muestra que el 25, 26 y 27 de noviembre, el consumo no es esencialmente constante; sin embargo a partir del 28 de noviembre el proceso se considera esencialmente constante.

Para este caso se obtienen los siguientes pronósticos del consumo horario de la hora uno y el consumo total diario:

Para la hora 1:

$$M_1 = \frac{1}{7}(d_4 + d_5 + d_6 + d_7 + d_8 + d_9 + d_{10}) = \frac{1}{7} \sum_{t=4}^{10} d_t$$

$$M_1 = \frac{1}{7}(9499.7 + 7947.02 + 9249.69 + 8729.14 + 9247.59 + 7312.72 + 9281.70)$$

$$M_1 = \mathbf{8,752.52 kWh}$$

Las demás horas se calculan de la misma forma. El consumo total M_T estimado para el día pronosticado es:

$$M_T = \sum_{i=1}^{24} M_i$$

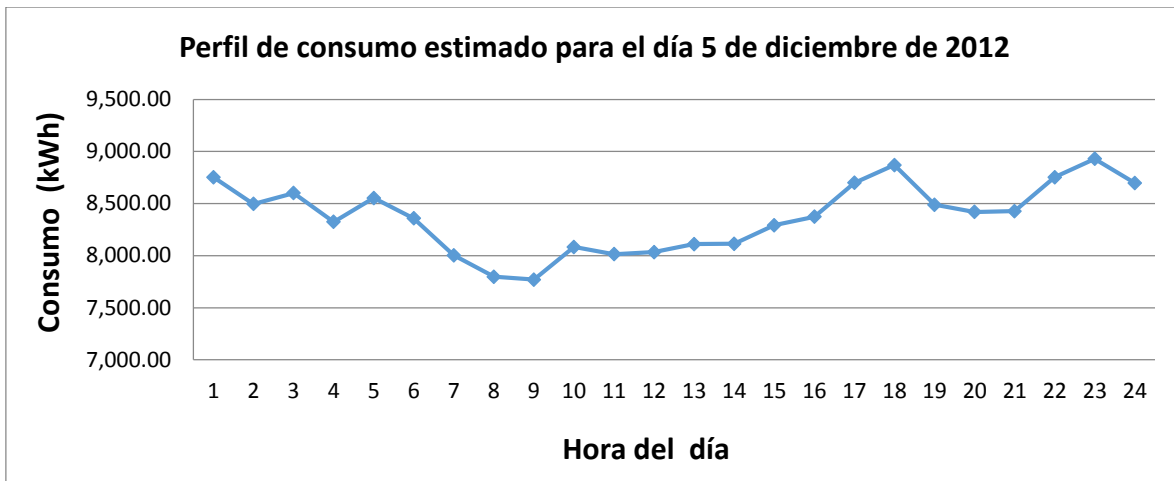
$$M_T = \mathbf{200,962.74 kWh}$$

En la Tabla V-IV se muestran los resultados del pronóstico para las horas 2.00 a las 24.00; así como los datos históricos de consumo horario de los días que conforman la serie de tiempo empleada:

Año 2012											
Hora	25/11	26/11	27/11	28/11	29/11	30/11	01/12	02/12	03/12	04/12	05/12
1	7,721.86	4,620.36	8,998.66	9,499.76	7,947.03	9,249.69	8,729.15	9,247.60	7,312.73	9,281.71	8,752.52
2	6,518.64	4,803.09	8,791.85	9,459.78	8,206.95	9,554.28	8,348.59	8,248.34	7,180.50	8,476.68	8,496.44
3	6,273.36	4,740.53	8,763.79	9,964.69	8,225.02	10,036.57	8,401.14	7,354.51	7,032.69	9,188.83	8,600.49
4	6,003.82	5,057.41	8,967.76	9,308.63	7,318.85	9,661.42	8,035.71	7,054.00	7,139.73	9,748.36	8,323.82
5	4,601.13	5,168.77	9,370.58	9,298.75	7,800.19	9,853.26	8,761.48	7,053.16	7,391.64	9,713.68	8,553.16
6	3,163.66	5,203.92	8,943.27	9,234.28	8,603.87	9,447.91	7,610.89	6,942.79	7,269.93	9,399.37	8,358.43
7	2,673.16	4,734.77	7,396.97	8,361.71	8,711.42	8,974.51	7,405.06	6,653.40	7,343.26	8,572.55	8,003.13
8	2,478.59	4,939.82	6,382.60	8,446.77	7,654.61	8,853.31	7,051.13	6,864.71	7,713.16	8,002.51	7,798.03
9	2,261.66	5,055.51	6,512.50	8,434.65	7,263.55	9,325.28	7,330.01	7,278.35	7,588.95	7,166.33	7,769.59
10	2,041.27	5,516.27	6,497.11	9,133.24	7,729.65	10,641.66	7,711.66	7,361.13	7,918.92	6,083.39	8,082.81
11	1,932.85	5,392.56	6,721.92	8,565.68	7,718.21	10,289.69	8,525.13	7,943.26	7,488.61	5,568.72	8,014.19
12	1,895.70	5,955.88	7,545.78	8,811.16	6,641.65	10,179.93	8,502.60	8,040.03	7,651.95	6,411.93	8,034.18
13	1,869.33	7,243.80	8,598.79	9,352.45	6,714.81	9,637.46	8,076.63	8,433.71	7,938.23	6,622.50	8,110.83
14	2,203.00	7,587.79	8,437.35	9,261.22	6,943.41	9,333.62	7,982.68	8,430.04	7,989.58	6,857.74	8,114.04
15	2,563.19	7,831.58	7,754.96	8,696.03	7,976.29	10,045.22	7,917.12	8,175.20	8,211.69	7,022.25	8,291.97
16	2,616.23	8,327.70	8,190.15	8,505.69	8,302.20	10,089.06	9,017.65	7,015.75	8,421.83	7,261.00	8,373.31
17	2,692.08	7,626.97	8,048.37	8,889.60	8,814.55	10,623.32	9,172.59	7,730.32	8,416.54	7,251.09	8,699.72
18	2,737.30	7,507.52	7,305.13	9,030.56	9,271.46	10,307.94	9,366.28	8,170.00	8,586.04	7,352.66	8,869.28
19	2,949.67	7,353.45	7,817.29	8,362.46	9,426.74	10,243.07	7,477.49	8,288.47	8,135.60	7,489.17	8,489.00
20	3,034.27	7,226.80	8,676.18	7,676.91	8,995.40	10,220.84	7,683.74	8,396.65	8,517.04	7,448.30	8,419.84
21	3,132.95	7,749.68	8,989.73	7,377.60	8,938.21	10,144.51	8,206.53	8,503.82	8,517.64	7,305.11	8,427.63
22	3,457.97	8,204.10	8,411.87	7,290.63	8,722.47	10,092.31	9,289.33	8,559.43	9,062.47	8,257.82	8,753.49
23	3,643.49	7,725.28	9,061.72	7,795.33	9,330.31	9,333.84	8,980.63	8,687.32	9,550.52	8,832.01	8,930.00
24	3,991.54	8,075.51	9,424.01	8,174.52	9,375.38	9,125.83	8,942.55	7,535.32	9,120.80	8,603.52	8,696.85
Total diario (kWh)	82,456.70	153,649.08	195,608.35	208,932.08	196,632.20	235,264.54	198,525.78	180,432.01	191,500.04	187,917.21	200,962.75

Tabla V-IV Serie de tiempo empleada para estimar el consumo del día 5 de diciembre

Graficando el consumo horario estimado para el 5 de diciembre, se obtiene el perfil de consumo mostrado en la Gráfica V-7:



Gráfica V-7 Perfil de consumo estimado para el martes 5 de diciembre de 2012

Paso 2. Aplicación del método de optimización lineal

Al igual que en el caso de estudio 1, empleamos el método simplex apoyado de la herramienta *solver* de Excel para optimizar el problema de la facturación eléctrica:

La optimización de la facturación eléctrica se definió como:

$$F_{opt} = \min F_N(\bar{x}, \bar{T}) = \min \bar{T} \cdot \bar{x} = \min \sum_{i=1}^{24} T_i x_i$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

Restricción 1: $\sum_{i=1}^{24} x_i = 200,962 \text{ kWh}$

El valor anterior es el consumo total diario estimado en el paso anterior.

Restricción 2: $x_{i_dec} \leq x_i \leq x_{i_inc}$

Para este caso, el consumo de energía puede aumentar o disminuir un 10% en todas las horas. Es decir:

$$\bar{x}_{inc} = [x_{E1} (0.1 + 1), x_{E2} (0.1 + 1), \dots, x_{E24} (0.1 + 1)]$$

$$\bar{x}_{dec} = [0.9x_{E1}, 0.9x_{E2}, \dots, 0.9x_{E24}]$$

$$\overline{x_{dec}} = [x_{E1} (1 - 0.1), x_{E2} (1 - 0.1), \dots, x_{E24} (1 - 0.1)]$$

$$\overline{x_{dec}} = [0.9x_{E1}, 0.9 x_{E2}, \dots, 0.9 x_{E24}]$$

El vector de coeficientes \bar{T} está formado por el CTCP incurrido el día 5 de diciembre de 2012 (nodo Puebla), expresado en pesos por kWh:

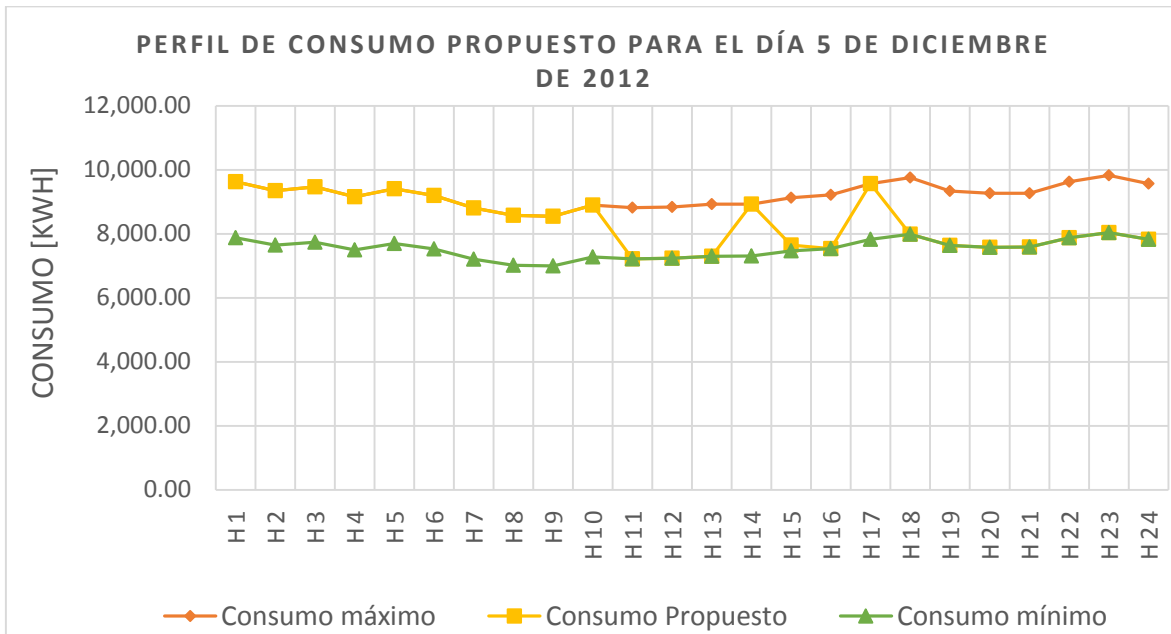
$$\bar{T} = [2.21, 1.99, 1.98, 1.92, 1.90, 2.04, 2.23, 2.17, 2.37, 1.98, 2.59, 2.83, 2.60, 2.56, 2.57, 2.72, 2.56, 2.62, 4.21, 4.29, 4.39, 4.14, 3.99, 2.81] \text{ pesos/kWh}$$

Ingresando los datos en la herramienta *solver* se obtiene el siguiente vector solución que es mostrado en la Tabla V-V

Hora del día	Consumo horario propuesto (kWh)
H1	9,627.78
H2	9,346.09
H3	9,460.54
H4	9,156.20
H5	9,408.48
H6	9,194.28
H7	8,803.44
H8	8,577.83
H9	8,546.55
H10	8,891.09
H11	7,212.77
H12	7,230.76
H13	7,299.74
H14	8,925.45
H15	7,648.61
H16	7,535.98
H17	9,569.69
H18	7,982.35
H19	7,640.10
H20	7,577.86
H21	7,584.87
H22	7,878.14
H23	8,037.00
H24	7,827.17
Consumo total estimado (kWh)	200,962.75

Tabla V-V Vector solución para el consumo eléctrico óptimo

A continuación se muestra en la Gráfica V-8 el perfil de consumo óptimo y las “envolventes” que representan los límites en los cuales el usuario está dispuesto a aumentar o disminuir su consumo:



Gráfica V-8 Perfil de consumo propuesto para el día 5 de diciembre de 2012

Paso 3. Planeación y acciones de consumo

En este punto, el usuario tendrá que planear una estrategia de consumo para el día 5 de Diciembre de tal forma que su perfil de consumo se aproxime lo más posible al perfil de consumo óptimo.

Paso 4. Estimación del ahorro

Para estimar el ahorro se realizará una vez más la optimización con la diferencia de que ahora se usan los datos de consumo horario incurridos y no los estimados para del día en cuestión. A continuación se muestra la sustitución de datos para estimar el ahorro:

1. Obtener el consumo horario durante el día N, así como el consumo total registrado C_{t_N} .

$\bar{x} = [9001.6, 8950.1, 8971.9, 8754.7, 8214.5, 8211.7, 8120.8, 8164.8, 8177.8, 7945.1, 7905.4, 7686.7, 7780.4, 8155.9, 8431.5, 8292.5, 9167.0, 8074.8, 7483.0, 8638.5, 9008.7, 10134.8, 10057.1, 9749.4] kWh$

$$C_{t_N} = 205,078.8 kWh$$

2. Determinar el perfil de consumo óptimo considerando como restricción que el consumo total óptimo C_{t_Optimo} sea igual al C_{t_N} (consumo descrito en el punto anterior).
3. Determinar la facturación F_N para el día N considerando el perfil que corresponde al consumo total registrado C_{t_N} .

$$F_N = \$ 565,319.10 MXN$$

4. Determinar la facturación óptima F_{opt} para el mismo día considerando el perfil que corresponde al consumo total óptimo C_{t_Optimo} .

$$F_{opt} = \$ 553,140.36 MXN$$

5. El ahorro estimado será la diferencia entre la facturación F_N y la facturación óptima F_{opt} , es decir:

$$Ahorro_{estimado} = 565,319.1 - 553,140.36 = \$ 12,178.75 MXN$$

Para este caso, el ahorro de \$12,178 MXN representa el 2.1% de la facturación real registrada para el día 5 de diciembre. Suponiendo que se ahorrara la misma cantidad durante un período completo de facturación mensual, el ahorro total sería de aproximadamente \$365,365.4 MXN.

V.3. Análisis de Resultados

Si comparamos los dos casos de estudio, vemos que el ahorro estimado depende de la cantidad de energía que habitualmente se usa en la instalación; así como de del costo de la energía (tarifas horarias). En el caso de estudio 1, la cantidad de energía total registrada en el día fue de 202,658 *kWh*; mientras que en el caso de estudio 2, la energía consumida fue de 205,078.8 *kWh* . Además, en el primer caso las tarifas horarias son más bajas que en el caso 2. Lo anterior derivó en que para el caso 1, el ahorro estimado fue de \$ 3,522.81 *MXN*, mientras que en el caso 2 el ahorro se estimó en \$ 12,178.75 *MXN*.

El ahorro estimado se relaciona también con la disposición del usuario para redistribuir su carga. Por ejemplo, si al caso de estudio 1 se le modifican las restricciones de consumo horario para las horas *H17, H18, H19 y H20* (tarifas más elevadas) de manera que en lugar de permitir el 90% del consumo tradicional, se restrinja al 80%, el ahorro se incrementa de \$ 3,522.81 *MXN* a \$ 3,832.21 *MXN*.

Como se mencionó en el apartado anterior, el ahorro que aparentemente es bajo se incrementaría al final del período de facturación (mensual o bimestral), ya que se sumarían los ahorros estimados de cada día. Una forma en la que el usuario podría asegurarse de que la metodología empleada funcionó, sería comparar uno o varios periodos de facturación tradicional con uno o varios períodos de facturación implementando la metodología.

Las estimaciones de los consumos totales diarios obtenidas con el método de pronósticos de promedios móviles fueron aceptables puesto que se obtuvo un error de estimación de 0.42% para el caso 1 y de 2.33% para el caso 2. Sin embargo, las estimaciones de los consumos horarios registraron errores de estimación de entre el 0.5% y el 36% para el caso 1; y de entre 0.5% y 13.6% para el caso 2, como se muestra:

Caso de estudio 1			Caso de estudio 2		
Consumo estimado (kWh)	Consumo Real (kWh)	Error de estimación (%)	Consumo estimado (kWh)	Consumo Real (kWh)	Error de estimación (%)
8,720.04	6,527.00	33.6%	8752.52	9001.59	2.8%
9,438.92	7,013.00	34.6%	8496.44	8950.10	5.1%
9,303.26	7,303.00	27.4%	8600.49	8971.94	4.1%
9,203.33	7,921.00	16.2%	8323.82	8754.70	4.9%
9,426.12	6,929.00	36.0%	8553.16	8214.51	4.1%
9,462.73	7,073.00	33.8%	8358.43	8211.70	1.8%
9,032.97	8,175.00	10.5%	8003.13	8120.80	1.4%
8,008.38	7,965.00	0.5%	7798.03	8164.82	4.5%
7,990.86	8,075.00	1.0%	7769.59	8177.79	5.0%
7,576.97	8,497.00	10.8%	8082.81	7945.08	1.7%
8,141.18	8,427.00	3.4%	8014.19	7905.39	1.4%
8,431.64	8,683.00	2.9%	8034.18	7686.65	4.5%
8,428.96	8,853.00	4.8%	8110.83	7780.38	4.2%
8,276.72	9,569.00	13.5%	8114.04	8155.94	0.5%
8,232.30	9,383.00	12.3%	8291.97	8431.50	1.7%
8,174.42	8,730.00	6.4%	8373.31	8292.51	1.0%
8,221.38	8,562.00	4.0%	8699.72	9166.98	5.1%
7,787.44	8,878.00	12.3%	8869.28	8074.78	9.8%
7,644.14	8,031.00	4.8%	8489.00	7483.04	13.4%
7,540.58	7,997.00	5.7%	8419.84	8638.53	2.5%
7,910.24	9,132.00	13.4%	8427.63	9008.72	6.5%
8,384.32	10,160.00	17.5%	8753.49	10134.81	13.6%
8,969.54	10,107.00	11.3%	8930.00	10057.11	11.2%
9,193.39	10,668.00	13.8%	8696.85	9749.44	10.8%

Tabla V-VI Errores de estimación de consumo horario para los casos de estudio 1 y 2

Caso de estudio 1			Caso de estudio 2		
Consumo Total Diario estimado	Consumo Total Diario Real	Error de estimación (%)	Consumo Total Diario estimado	Consumo Total Diario Real	Error de estimación (%)
203,499.83	202,658.00	0.42%	200,293.44	205,078.82	2.33%

Tabla V-VII Error de estimación de consumo diario

Se ha observado que existe una relación directa entre la variación de la tarifa y el posible ahorro que se puede obtener. Para demostrar lo anterior se estimaron los posibles ahorros económicos y la desviación estándar de las tarifas para 10 fechas distintas en dos diferentes nodos del SEN (Juárez y Sureste).

Para un día n cuyo vector de tarifas es \bar{T} , es posible calcular la desviación estándar S_T de los elementos de dicho vector mediante la siguiente ecuación.

Sea el vector \bar{T} de tarifas:

$$\bar{T} = [T_1, T_2, T_3, \dots, T_{24}]$$

Y sea la desviación estándar de los elementos del vector \bar{T}

$$S_T = \sqrt{\frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} (T_i - \hat{T})^2}$$

Donde:

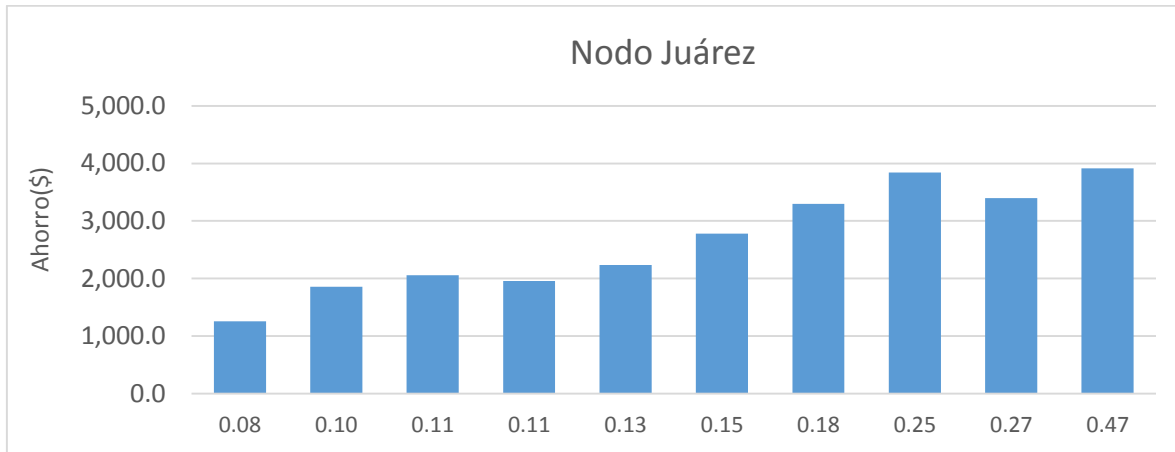
\hat{T} Es el valor promedio de los elementos del vector \bar{T}

Nodo Juárez año 2012		
Fecha	Ahorro (\$)	Desviación estándar S_T
18/10/2012	1,253.9	0.081
07/09/2012	1,856.4	0.096
20/08/2012	2,054.6	0.106
15/08/2012	1,957.2	0.108
25/09/2012	2,235.2	0.131
18/07/2012	2,782.0	0.154
28/05/2012	3,294.9	0.182
10/06/2012	3,843.1	0.254
27/06/2012	3,399.5	0.268
03/07/2012	3,913.7	0.470

Tabla V-VIII Ahorro y Desviación estándar en el Nodo Juárez para 10 fechas

En la Tabla V-VIII se tabularon 10 fechas, y el ahorro económico que se produce si se aplica la metodología y la desviación estándar S_T para el nodo Juárez

En la Gráfica V-9 se muestra desviación estándar S_T contra el ahorro.



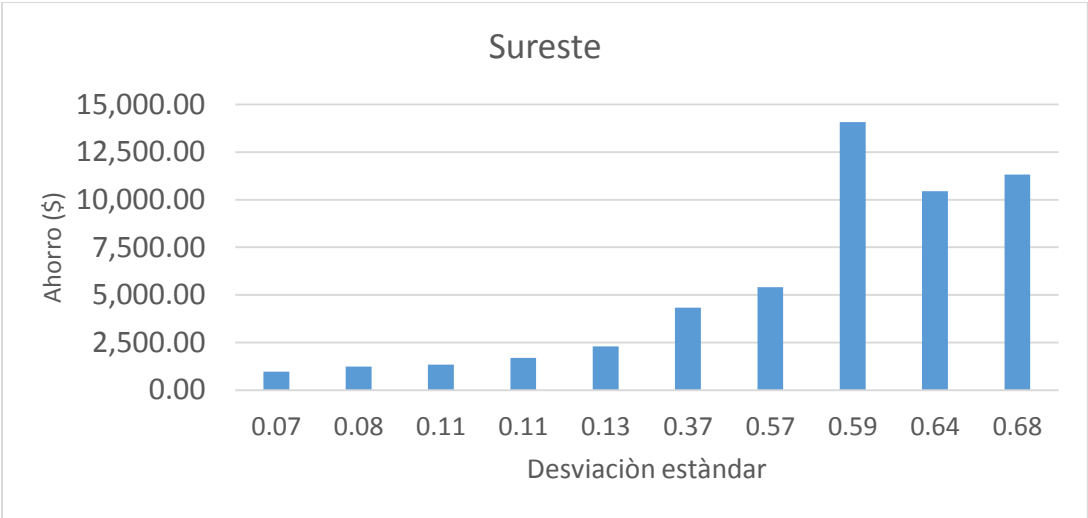
Gráfica V-9 Desviación estándar del vector de tarifas

De igual manera en la Tabla V-IX se tabularon 10 fechas, y el ahorro económico que se produce si se aplica la metodología del presente trabajo y la desviación estándar S_T para el nodo Sureste.

Nodo Sureste año 2012		
Fecha	Ahorro (\$)	Desviación estándar
15/07/2012	960.49	0.0656
25/06/2012	1,231.18	0.0786
07/10/2012	1,329.27	0.1060
08/08/2012	1,692.14	0.1065
02/06/2012	2,288.08	0.1260
10/02/2012	4,333.86	0.3708
30/04/2012	5,413.16	0.5660
09/09/2012	14,078.10	0.5883
05/01/2012	10,443.59	0.6415
10/03/2012	11,316.48	0.6806

Tabla V-IX Ahorro u Desviación estándar en el Nodo Sureste para 10 fechas

En la Gráfica V-10 se muestra la desviación estándar S_T y el ahorro económico asociado.



Gráfica V-10 Ahorro económico y desviación estándar del vector de tarifas

Para ambos casos se observa que conforme la desviación estándar aumenta, el posible ahorro económico se incrementa. Con lo anterior, si el usuario observa que las tarifas presentar una gran variabilidad (desviación estándar cercana a uno), entonces podrían modificar las fracciones de incremento y reducción de carga f_{inc_i} y f_{dec_i} a fin de incrementar aún más el posible ahorro.

V.4. Potencial de implementación de la metodología en México

Como se mencionó en la introducción, la LIE y el RLIE, que forma parte de la legislación secundaria de la Reforma Energética, establecen la clasificación de los Usuarios finales de energía eléctrica en dos grupos: Usuarios de Suministro Básico, que son aquéllos con un consumo total de menos de 3MW y los Usuarios Calificados, cuya demanda promedio es igual a o mayor a 3 MW durante el primer año de vigencia de la LIE (el umbral de los 3MW se reducirá en 1MW por año) y éstos últimos naturalmente serán los grandes consumidores industriales, comerciales y de servicios. En esta clasificación entran también aquéllos consumidores que previo a la entrada en vigor de la nueva ley operaban bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración e importación de electricidad. Esta nueva figura de Usuario Calificado permite al usuario adquirir energía con un Suministrador de Servicio Calificado o directamente del MEM en el Mercado de Tiempo Real.

En 2011 la carga contratada de grandes usuarios de CFE fue de alrededor de 8,840 MW¹². Para ese mismo año, la demanda máxima que atendió CFE en el SEN fue de 39,910 MW (Secretaría de Energía 2014). Con estos datos existe una proporción de 22.15% de la demanda que puede caer bajo la figura de Usuario Calificado. De esta forma, podemos estimar que aproximadamente el 25% de la Demanda que atiende CFE puede considerarse bajo la figura de Usuario Calificado.

Lo anterior da una idea del potencial número de usuarios que podrían generar ahorros con la aplicación de la metodología propuesta. Además de representar beneficio para ellos mismos, se tendrían beneficios en el Sistema Eléctrico Nacional por cuestión de control de la demanda y en la reducción del costo de la electricidad por la reducción de la demanda pico de grandes consumidores.

Al momento en que esta tesis terminaba de redactarse, en una tienda departamental de artículos electrónicos ubicada en la Ciudad de México (*Best Buy Churubusco*) ya

¹² Fuente: autores con datos de la CRE.

se contaba con un prototipo de prueba de un sistema de gestión de la demanda el cual permitía al usuario (responsable de mantenimiento de la sucursal) programar el horario de funcionamiento de las cargas de la instalación correspondientes a iluminación y climatización. Este sistema permite que el usuario pueda controlar en tiempo real y a distancia, a través de una computadora con acceso a internet o dispositivo móvil, el encendido y apagado de luminarias y aire acondicionado.

La instalación de este prototipo de prueba busca ilustrar la utilidad que representa tanto para el Usuario Final como para el suministrador; pues este último es capaz, a través del mismo sistema, controlar a distancia la demanda del usuario. Lo anterior lo lleva a cabo a través de “eventos”, en los cuales el suministrador notifica al usuario que un evento está próximo a ocurrir, y que por tal motivo, se procederá a reducir parte de la demanda de la instalación (la demanda que el usuario haya fijado como “controlable”).

El caso anterior ejemplifica el hecho de que ya existe tecnología probada en nuestro país que puede facilitar la implementación de la metodología que aquí se propone.

Conclusiones

La aportación de este trabajo ha sido la elaboración de una metodología que optimiza la forma de consumir energía eléctrica en el sentido de buscar la minimización del pago por el suministro. Esta metodología que se ha elaborado toma en cuenta la entrada en operación del nuevo MEM, la inclusión de tarifas dinámicas, costos marginales de la energía basados en PML, y la disponibilidad de elementos de la REI. Todo lo anterior para reflejar la actualidad del SEN y acercarnos lo más posible a la realidad que se vive y vivirá en nuestro país como resultado de la Reforma Energética iniciada a finales de 2013.

Se demuestra una gran aplicación que podrían tener los elementos de la REI en beneficio del Usuario Final para que su consumo de energía sea más eficiente.

Un aspecto importante para hacer más eficiente el consumo eléctrico es contar con una señal económica que incentive al usuario a gestionar de manera más adecuada su consumo eléctrico. Sin una señal económica adecuada (tarifa dinámica), la metodología de optimización de la facturación eléctrica que se propone tendría que revisarse y adecuarse a cada caso particular.

El contar con sistemas de gestión de la demanda (medidores inteligentes y sistemas de monitoreo y control de carga) en la instalación eléctrica del usuario facilitaría la implementación de la metodología. También los elementos de la REI como la WAN o la AMI ayudarían a automatizar la implementación.

Aunque hemos incluido al ahorro estimado como una medida cuantitativa de la efectividad del método, creemos que algunas medidas cualitativas pueden tener la misma importancia. La modificación de los hábitos de consumo de los usuarios y la consecuente reducción de la demanda pico, representan indicadores del impacto que la implementación de la metodología a gran escala tendría en el aumento de la eficiencia del sistema eléctrico.

Cabe señalar que el escenario propuesto en esta tesis puede rediseñarse para incluir, en la medida de lo posible, tecnología que automatice la gestión de la energía o que aproveche de manera más eficiente la energía en la instalación eléctrica.

Por ejemplo, se podrían implementar estrategias de reducción automática de carga que no sacrifican el confort del usuario. Estas estrategias se valen de un sistema inteligente de monitoreo, que además de considerar las señales de precio, toma en cuenta la posibilidad de cortar cargas eléctricas con inercia térmica; como lo son los sistemas de aire acondicionado, calefactores y *chillers*. El sistema inteligente interrumpe el suministro a las cargas con inercia térmica en horarios con tarifas elevadas y simultáneamente registra la temperatura ambiente de la instalación para de esta forma, determinar el momento justo en el que debe activar de nuevo la carga con el fin de reducir el consumo eléctrico sin sacrificar comodidad para el usuario.

También se podría integrar generación distribuida en la instalación con el fin de suministrar energía cuando la tarifa eléctrica es elevada. Por ejemplo, se podría instalar un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía controlado por un sistema inteligente de monitoreo que determine en qué momento suministrar energía proveniente del sistema fotovoltaico o de la Red Eléctrica.

Las dos estrategias anteriores cambiarían el enfoque de la optimización, pues ahora la estrategia de control de demanda no sería de *redistribución de carga* sino de *reducción de carga*. La restricción de consumo total diario impuesta en el método de optimización desaparecería. En este escenario, el Usuario no estaría preocupado por sacrificar carga o confort a costa de reducir su facturación, ya que el sistema inteligente de monitoreo haría las modificaciones necesarias para aproximar el perfil de consumo eléctrico al perfil que resulte de la optimización, valiéndose del control de las cargas con inercia térmica o de la fuente de generación distribuida.

Referencias

- Borenstein, Severin, Michael Jaske, and Arthur Rosenfeld. *Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets*. San Francisco, Ca.: Energy Foundation, 2002. http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Borenstein_Dynamic_Pricing_Advanced.pdf
- Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación. "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026." 2011. http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PSE_2012_2026.pdf
- Comisión Reguladora de Energía. "Mapa de Ruta del Marco Regulatorio de la Red Eléctrica Inteligente." México, D.F., 2014. <http://cre.gob.mx/documento/3978.pdf>
- Edison Electric Institute. "www.eei.org." Edited by Edison Electric Institute. septiembre 2006. <http://www.eei.org/Search/Pages/Results.aspx?k=deciding%20on%20%E2%80%99Smart%E2%80%9D%20Meters> (diciembre 2014).
- Federal Energy Regulatory Commission. "A National Assessment of Demand Response Potential." 2009. <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-09-demand-response.pdf>
- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. *Guía básica de la gestión de la demanda eléctrica*. Madrid: Dirección General de Industria, Energía y Minas. Consejería de Economía y Hacienda., 2007. <http://www.fenercom.com/pages/publicaciones/publicacion.php?id=58>
- Galvan, E., C. Harris, I. Dusparic, S. Clarke, and V. Cahill. "Reducing electricity costs in a dynamic pricing environment." *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2012 IEEE Third International Conference on*. 2012. 169-174. <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6485978>
- García, Fabio, Pablo Garcés, and Raquel Atiaja. "www.olade.org." Agosto 2012. <http://expertosenred.olade.org/electricidad/category/documentos/>.
- Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. "Biblioteca Virtual para Servidores Públicos. Tecnológico de Monterrey. Centro Comunitario de Aprendizaje (CCA)." *Biblioteca Virtual para Servidores Públicos. Tecnológico de Monterrey. Centro Comunitario de Aprendizaje (CCA)*. 2008. http://www.cca.org.mx/funcionarios/biblioteca/html/finanzas_publicas/documentos/3/m3_metodos.pdf (accessed marzo 27, 2015).
- Koomey, Jonathan, and Richard E. Brown. *The role of building technologies in reducing and controlling peak electricity demand*. Energy Analysis Department, University of California, Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002. <http://enduse.lbl.gov/Info/LBNL-49947.pdf>

- Loe Urtes, Cinthya Alicia. "docs.google.com." abril 2012.
https://docs.google.com/document/pub?id=1rm1EM-mEAFy9b9azYISWQGAWld0yIXFLJpk1_3VMbfQ (accessed enero 17, 2015).
- Moholkar, A., Powsiri Klinkhachorn, and A. Feliachi. "Effects of dynamic pricing on residential electricity bill." *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES. 2004.* 1030-1035. <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=1397738>
- Secretaría de Energía. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028." 2014.
http://www.sener.gob.mx/portal/Default_Intermedia.aspx?id=2615
- Sipper, Daniel, and Robert Bulfin Jr. *Planeación y Control de la Producción*. México, D.F.: Mc Graw Hill, 1998.
- Strbac, Goran. "Demand side management: Benefits and challenges." Edited by Elsevier. *Energy Policy* 36, no. 12 (Diciembre 2008): 4419-4426.
https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:40079974
- Uhlener, Robert, Humayun Tai, and Brandon Davito. "The Smart Grid and the promise of demand-side management." Edited by McKinsey and Company. *McKinsey on Smart Grid*, Enero 2010: 38-44.
https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/dotcom/client_service/EPNG/PDFs/McK%20on%20smart%20grids/MoSG_DSM_VF.ashx

Apéndice 1. Método de promedios móviles

El método de promedios móviles es un método de pronósticos que promedia los N valores más recientes de una lista cronológica de datos históricos conocida como *serie de tiempo*. La suposición esencial de este método es que “la historia predice el futuro de manera razonable” (Sipper y Bulfin Jr. 1998, 122). El término *promedios móviles* se refiere al hecho de que el conjunto de datos empleados para realizar un pronóstico en particular va avanzado conjuntamente en la línea de tiempo con el valor a pronosticar.

El método de promedios móviles supone que los valores de la serie de tiempo empleada fluctúan, aunque la serie en su conjunto es esencialmente constante. Si dentro de la serie de tiempo dichas fluctuaciones son despreciables, entonces se emplean todos o la mayoría de los datos de la serie para realizar el pronóstico (el valor de N es grande). En cambio, si existen fluctuaciones considerables, se emplea sólo una parte de toda la serie de tiempo (el valor de N es pequeño). En la práctica, los valores de N oscilan entre 2 y 10 (Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey 2008).

Matemáticamente el método de promedios móviles se expresa de la siguiente forma:

Sea:

N el número de datos usados para realizar el pronóstico

T el número de datos que conforman la serie de tiempo

M_T el valor pronosticado

d_i el valor i –ésimo de la serie de tiempo

Entonces:

$$M_T = \frac{1}{N} (d_{T-N+1} + d_{T-N+2} + \dots + d_T) = \frac{1}{N} \sum_{t=T-N+1}^T d_t$$

Ejemplo de aplicación del método de promedios móviles

Descripción del problema

Una compañía que elabora mezcal artesanal elabora un registro de sus ventas del año anterior conteniendo la siguiente información:

Mes	Ventas Registradas
Enero	80
Febrero	90
Marzo	85
Abril	70
Mayo	80
Junio	105
Julio	100
Agosto	105
Septiembre	100
Octubre	105
Noviembre	100
Diciembre	150

Tabla 1-I Ventas registradas del año anterior de una empresa de mezcal

Teniendo en cuenta la información anterior, el director de finanzas de la empresa desea obtener un pronóstico mediante la técnica de promedios móviles empleando:

- a) Los registros de los primeros 3 meses para pronosticar del mes de Abril en adelante
- b) Los registros de los primeros 6 meses para pronosticar del mes de Julio en adelante

El objetivo consiste en identificar con cuál de los dos períodos del pronóstico se obtiene mayor precisión al compararse con las ventas reales del registro.

Planteamiento

Para el inciso a) el problema se plantea de la siguiente forma:

$$\text{Para cada mes: } M_{Tmes} = \frac{1}{3} (d_{3-3+1} + d_{3-3+2} + \dots + d_3) = \frac{1}{3} \sum_{t=3-3+1}^3 d_t$$

y para el inciso b):

$$\text{Para cada mes: } M_{Tmes} = \frac{1}{6} (d_{6-6+1} + d_{6-6+2} + \dots + d_6) = \frac{1}{6} \sum_{t=6-6+1}^6 d_t$$

Solución

inciso a)

Para el pronóstico del mes de abril se tiene:

$$N_a = 3$$

$$T_a = 3$$

$$\bar{d}_a = [80, 90, 85]$$

Entonces:

$$M_{Tabril} = \frac{1}{3} (80 + 90 + 85)$$

$$\mathbf{M_{Tabril} = 85}$$

y para el pronóstico de mayo:

$$N_a = 3$$

$$T_a = 3$$

$$\bar{d}_a = [90, 85, 70]$$

$$M_{Tmayo} = \frac{1}{3} (90 + 85 + 70)$$

$$M_{T\text{mayo}} = 82$$

para junio:

$$M_{T\text{junio}} = \frac{1}{3}(85 + 70 + 80)$$

$$M_{T\text{junio}} = 78$$

y así sucesivamente para el resto de los meses. En la siguiente tabla se resumen los resultados de los pronósticos para todos los meses:

Mes	Ventas Registradas	Pronóstico de ventas
Enero	80	-
Febrero	90	-
Marzo	85	-
Abril	70	85
Mayo	80	82
Junio	105	78
Julio	100	85
Agosto	105	95
Septiembre	100	103
Octubre	105	102
Noviembre	100	103
Diciembre	150	102

Tabla 1-II Pronósticos realizados para los meses

inciso b)

Para el pronóstico del mes de julio se tiene:

$$N_a = 6$$

$$T_a = 6$$

$$\bar{d}_a = [80, 90, 85, 70, 80, 105]$$

Entonces:

$$M_{Tjulio} = \frac{1}{3}(80 + 90 + 85 + 70 + 80 + 105)$$

$$M_{Tjulio} = 85$$

y para el pronóstico de agosto:

$$\bar{d}_b = [90, 85, 70, 80, 105, 100]$$

$$M_{Taugosto} = \frac{1}{3}(90 + 85 + 70 + 80 + 105 + 100)$$

$$M_{Taugosto} = 88$$

y así sucesivamente para el resto de los meses.

En la siguiente tabla se resumen los resultados de los pronósticos para los meses de julio a diciembre:

Mes	Ventas Registradas	Pronóstico de ventas
Enero	80	-
Febrero	90	-
Marzo	85	-
Abril	70	-
Mayo	80	-
Junio	105	-
Julio	100	85
Agosto	105	88
Septiembre	100	91
Octubre	105	93
Noviembre	100	99
Diciembre	150	103

Tabla 1-III Pronósticos para los meses de Junio a Diciembre

Para este caso en particular, los pronósticos más precisos se logran con el período móvil de 3 meses; ya que estos se aproximan en mayor medida a las ventas reales del año que los que se obtienen con un periodo móvil de 6 meses.

Apéndice 2. Método Simplex de optimización lineal

Método Simplex para resolver problemas de programación lineal

Dentro de los distintos métodos para resolver problemas de optimización de naturaleza lineal se encuentra el método simplex, desarrollado por George Dantzig en 1947. Este método optimiza una función lineal llamada función objetivo siguiendo una o varias restricciones lineales.

La función objetivo es una suma de productos de elementos de un vector denominado vector solución multiplicados por elementos de un vector conocido como vector de coeficientes.

El método simplex devuelve los valores de los elementos del vector solución. La forma estándar de problema de programación lineal se muestra a continuación:

$$\text{Minimizar } f(x_1, x_2, \dots, x_n) = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$$

sujeto a las restricciones:

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n = b_1$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n = b_2$$

\vdots

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n = b_m$$

$$x_1, x_2, \dots, x_n \geq 0$$

donde:

c_j, b_j y a_{ij} ($i = 1, 2, \dots, m$; $j = 1, 2, \dots, n$) son constantes conocidas, y

x_j son los elementos del vector solución

Por estar fuera del alcance de esta tesis, no explicaremos cómo resolver paso a paso el método simplex, sólo nos limitaremos a la descripción anterior. La

metodología que proponemos en este capítulo emplea en una de sus fases el método simplex; sin embargo, nos hemos limitado a ingresar los datos del problema en una aplicación de Excel llamada *solver*, la cual es capaz de resolver problemas de programación lineal mediante el método simplex. De manera que el problema no lo resolvemos analíticamente, sino mediante software.

Antes de seguir abordando la metodología propuesta, mostraremos un ejemplo de aplicación del método simplex.

Ejemplo de aplicación del método simplex

A continuación se muestra un ejemplo (Loe Urtes 2012, 12-18) del método simplex aplicado a un problema de optimización. La solución no se desarrollará paso por paso; en su lugar, se plantea solamente el modelo matemático y se muestra el resultado que puede obtenerse analíticamente o mediante algún programa de cálculo.

Descripción del problema

Hay tres fábricas a la orilla del río *Momiss*, identificadas con los numerales 1, 2 y 3, respectivamente. Cada una de las fábricas vierte al río dos tipos de contaminantes, identificados como 1 y 2. Si se procesaran los desechos de cada una de las fábricas antes de verterlos al río, se reducirían los contaminantes registrados en el mismo. Procesar una tonelada de desecho de la fábrica 1 cuesta 15 dólares, y cada tonelada procesada reduce la cantidad del contaminante 1 en 0.10 toneladas y en 0.45 toneladas la cantidad del contaminante 2. Por otro lado, cuesta 10 dólares procesar una tonelada de desecho de la fábrica 2. Cada tonelada procesada reduce la cantidad del contaminante 1 en 0.20 toneladas y la cantidad del contaminante 2 en 0.25 toneladas. Finalmente, cuesta 20 dólares procesar una tonelada de desecho de la fábrica 3. Cada tonelada procesada reduce la cantidad del contaminante 1 en 0.40 toneladas y la cantidad del contaminante 2 en 0.30 toneladas.

La autoridad gubernamental, después de realizar un estudio de impacto ambiental ha determinado reducir un porcentaje de cada tipo de contaminante vertido al río.

Se establece reducir la cantidad del contaminante 1 por lo menos en 30 toneladas y la cantidad del contaminante 2 en por lo menos 40 toneladas.

Plantear el modelo y obtener la solución que minimice el costo de disminuir la contaminación en las cantidades determinadas.

Planteamiento

Se tienen las siguientes variables de decisión:

$$x_1 = \text{Número de Toneladas de Desecho de la Fabrica 1}$$

$$x_2 = \text{Número de Toneladas de Desecho de la Fabrica 2}$$

$$x_3 = \text{Número de Toneladas de Desecho de la Fabrica 3}$$

La función objetivo se define como:

$$\text{Min } z = 15 x_1 + 10 x_2 + 20 x_3$$

Las restricciones se representan mediante las ecuaciones:

$$\text{Restricción para el contaminante 1: } 0.10 x_1 + 0.20 x_2 + 0.40 x_3 \geq 30$$

$$\text{Restricción para el contaminante 2: } 0.45 x_1 + 0.25 x_2 + 0.30 x_3 \geq 40$$

$$x_i \geq 0$$

La información de las ecuaciones anteriores se muestra en forma tabular:

	Contaminante 1 (toneladas)	Contaminante 2 (toneladas)	Costo del procesamiento (dls. por tonelada)
Fábrica 1	0.10	0.45	15
Fábrica 2	0.20	0.25	10
Fábrica 3	0.40	0.30	20
Límites establecidos por la autoridad	30	40	

Tabla 2-1 Información para las ecuaciones del método simplex

Solución

Resolviendo analíticamente o mediante algún programa de cálculo, se obtiene la siguiente solución:

$$x_1 = 7.6923$$

$$x_2 = 146.1538$$

$$x_3 = 0$$

$$Z = 1576.9231$$

El resultado obtenido establece que el costo mínimo posible que cubre las restricciones establecidas es de 1,576.9231 dólares. Para ello, la fábrica 1 debe procesar 7.6923 toneladas de desecho, mientras que la fábrica 2 debe procesar 146.1538 toneladas. La fábrica 3 no debe procesar desechos debido a que su costo involucrado es más alto que los demás (5 dólares más caro que la fábrica 1 y 10 dólares más caro que la fábrica 2); además de que la reducción de una tonelada es la menor de todas para el contaminante 1 (reduce el 70%, mientras que la fábrica 2 reduce el 80% y la fábrica 1 lo hace en 90%).

Apéndice 3. Lista de Acrónimos empleados

AIE. Agencia Internacional de Energía

AMI. Infraestructura Avanzada de Medición

CENACE. Centro Nacional de Control de Energía

CPP. Tarifa de Pico Crítico

CTCP. Costo Total de Corto Plazo

CFE. Comisión Federal de Electricidad

CRE. Comisión Reguladora de Energía

HAN. Red de Área Doméstica

IHD. Dispositivo de Visualización Doméstico

LFC. Luz y Fuerza del Centro

LIE. Ley de la Industria Eléctrica

PML. Precio Marginal Local

MEM. Mercado Eléctrico Mayorista

REI. Red Eléctrica Inteligente

RLIE. Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica

RTP. Tarifa de Tiempo Real

SEN. Sistema Eléctrico Nacional

SENER. Secretaría de Energía

WAN. Red de Área Extensa

Apéndice 4. Definiciones

Calidad. Grado en el que las características y condiciones del Suministro Eléctrico cumplen con los requerimientos técnicos determinados por la CRE con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los Usuarios Finales.

Centro de Carga. Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que un Usuario Final reciba el Suministro Eléctrico. Los Centros de Carga se determinarán en el punto de medición de la energía suministrada.

Confiabilidad. Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE.

Continuidad. Satisfacción de la demanda eléctrica de los Usuarios Finales con una frecuencia y duración de interrupciones menor a lo establecido en los criterios respectivos que emita la CRE.

Mercado Eléctrico Mayorista. Mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado podrán realizar transacciones de compraventa de: energía eléctrica; servicios conexos incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista; potencia o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica; los productos anteriores, vía importación o exportación; derechos financieros de transmisión; certificados de energías limpias y los demás productos, derechos de cobro y penalizaciones que se requieran para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Participante del Mercado. Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.

Precio Marginal Local. Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Red Eléctrica. Sistema integrado por líneas, subestaciones y equipos de transformación, compensación, protección, conmutación, medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, que permiten la transmisión y distribución de energía eléctrica.

Red Eléctrica Inteligente. Red Eléctrica que integra tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, a fin de mejorar la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

Reglas del Mercado. Conjuntamente, las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista.

Sistema Eléctrico Nacional. El sistema integrado por: la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución, las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, y los demás elementos que determine la Secretaría de Energía.

Suministrador de Servicios Calificados. Permisionario que ofrece el Suministro Calificado a los Usuarios Calificados y puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos en un régimen de competencia.

Usuario Calificado. Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados.

Usuario Final. Persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el Suministro Eléctrico en sus centros de Carga, como Participante del Mercado o a través de un suministrador.