



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO,
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

**DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO ELÉCTRICO DE LA TERMINAL DE
ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS DE
PEMEX EN LA CIUDAD DE TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS**

Presenta:

López Rincón José Raúl

Asesor interno:

Ing. Vicente León Orozco

Asesor externo:

Ing. César Santiago Olmedo Liévano

Empresa:

Pemex, Almacenamiento y distribución de hidrocarburos de Tuxtla Gutiérrez

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas a 28 de enero de 2019.

Contenido

1. Introducción.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación.....	1
1.3 Objetivos.....	2
1.3.1 Objetivos específicos.....	2
1.4 Metodología.....	3
2. Fundamento teórico.....	4
2.1 Conceptos básicos.....	4
2.1.1 Corriente eléctrica.....	4
2.1.2 Tensión eléctrica.....	4
2.1.3 Potencia eléctrica.....	4
2.1.4 Factor de potencia.....	5
2.1.5 Energía activa y reactiva.....	12
2.1.6 Demanda.....	13
2.1.7 Factor de carga.....	18
2.2 Descripción de la empresa.....	18
2.3 Datos básicos del suministrador y comercialización de la energía eléctrica.....	20
2.4 Tarifa Gran demanda en media tensión horaria (GDMTH).....	24
3. Desarrollo.....	29
3.1 Reconocimiento de las instalaciones.....	29
3.2 Levantamiento de cargas.....	40
3.3 Evaluación del estado energético actual (Reportes mensuales de consumos).....	43
3.3.1 Análisis del Consumo de los kWh.....	44
3.3.2 Análisis del Consumo de los kVarh.....	56
3.3.3 Análisis del concepto de Demanda kW.....	59
3.3.4 Factor de potencia (FP).....	63
3.3.5 Análisis del Factor de carga (FC).....	67
3.4 Análisis y control de la demanda.....	72
3.4.1 Análisis de la demanda máxima y demanda punta.....	83
3.4.2 Demanda eléctrica específica.....	85

3.5	Análisis y compensación del factor de potencia.....	98
3.5.1	Cálculos de penalización y bonificación en relación al factor de potencia.....	102
4.	Recomendaciones para reducir consumo y demanda eléctrica	105
4.1	Cambio a motores de mayor eficiencia	105
4.2	Optimización del uso de la energía en aires acondicionados	112
3.7.2	Control operacional de la temperatura de confort	114
5.	Conclusión	119
5.	Fuentes y Referencias.....	121

1. Introducción

Este proyecto de investigación se realiza con el fin de proporcionar la metodología y las herramientas necesarias para realizar un diagnóstico energético eléctrico de primer nivel, aprovechando la información de los consumos de energía eléctrica de la terminal de almacenamiento y despacho para ir analizando cada parámetro y concepto relacionado a este tema.

Las ventajas de este proyecto es que los análisis y la metodología se pueden implementar para desarrollar diagnósticos de primer nivel en otro tipo de instalaciones con una tarifa GDMTH (Gran demanda en media tensión horaria).

1.1 Antecedentes

La energía eléctrica actualmente es una parte fundamental dentro de la producción y operatividad a nivel industrial, por esta razón existen incrementos constantes en la facturación. Ante esta problemática, trabajando siempre en la mejora continua, se ha tratado disminuir el consumo o en su caso proveer de soluciones para ahorrar energía sin afectar los procesos que se realizan.

Actualmente la empresa Pemex cuenta con un subsidio en cuanto a la parte de la facturación de la energía eléctrica, sin embargo, no deberían quedar descartadas las oportunidades de ahorro en este aspecto energético. El ahorro comúnmente se ve analizado solo desde el aspecto económico y no en cuestión del apoyo al medio ambiente, el cual es un punto muy importante en la parte SSPA (Seguridad, salud y protección ambiental) de Pemex.

Es muy importante entender que este tipo de ahorros en cuanto a la facturación están enlazados completamente a un impacto económico a la nación, ya que el sólo hecho de reducir consumos, y por lo consiguiente reducir costos de facturación aun contando con un subsidio, se lograrán cumplir los objetivos medioambientalistas reduciendo la emisión de gases y los costos de generación eléctrica, además de que se aprovecha el recurso económico para otras necesidades sociales e industriales del país.

De esta forma se ha buscado la manera de desarrollar proyectos que mediante diversos métodos se pretenda tener un consumo de energía eléctrica menor y esto por consecuencia nos llevará a una reducción en la parte de la facturación. Por otra parte, estaremos pagando el costo más caro por el uso ineficiente de la energía eléctrica además de un incumplimiento de nuestros propios objetivos medioambientalistas.

1.2 Justificación

Cualquier plan de reducción de costos energéticos que queramos implementar debe comenzar con un conocimiento de cómo nos encontramos actualmente consumiendo nuestra energía.

Mediante los diagnósticos energéticos de primer nivel se detectan medidas de ahorro cuya aplicación es inmediata y con inversiones marginales. Consiste en la inspección visual del estado de conservación de las instalaciones, en el análisis de los registros de operación y mantenimiento que rutinariamente se llevan en cada instalación; así como, el análisis de información estadística de consumos y pagos por concepto de energía eléctrica y combustibles.

Al realizar este tipo de diagnóstico se deben considerar los detalles detectados visualmente y que se consideren como desperdicios de energía, tales como falta de aislamiento o purgas; asimismo se deben detectar y cuantificar los costos y posibles ahorros producto de la administración de la demanda de energía eléctrica y corrección del factor de potencia. Cabe recalcar que en este tipo de estudios no se pretende efectuar un análisis exhaustivo del uso de la energía, sino precisar medidas de aplicación inmediata.

1.3 Objetivos

El objetivo principal de un diagnóstico energético es la identificación de medidas técnicas y administrativas rentables para el ahorro de energía en toda la empresa. Para llegar a ese objetivo, se emplea el análisis preliminar de datos sobre consumos, costos de energía y demanda y todo esto para mejorar el entendimiento de los factores que contribuyen a la variación de los índices energéticos de la planta.

Analizar la situación energética actual en la parte eléctrica de la Terminal de Almacenamiento y Despacho en Tuxtla Gutiérrez a partir de los reportes mensuales de consumo que expide la CFE (Comisión federal de electricidad) y con esto determinar oportunidades de ahorro, así como propuestas de uso eficiente de la energía, además de obtener una metodología para analizar la información del perfil de consumo eléctrico de la instalación.

1.3.1 Objetivos específicos

- Reconocimientos de las instalaciones eléctricas y levantamiento de cargas, con el fin de ubicar los mayores consumos y oportunidades de ahorro.
- Analizar los reportes de Consumos mensuales utilizando como herramienta la hoja de cálculo (Evaluación del estado energético actual).
- Análisis y control de la demanda eléctrica.
- Análisis del factor de potencia.

1.4 Metodología

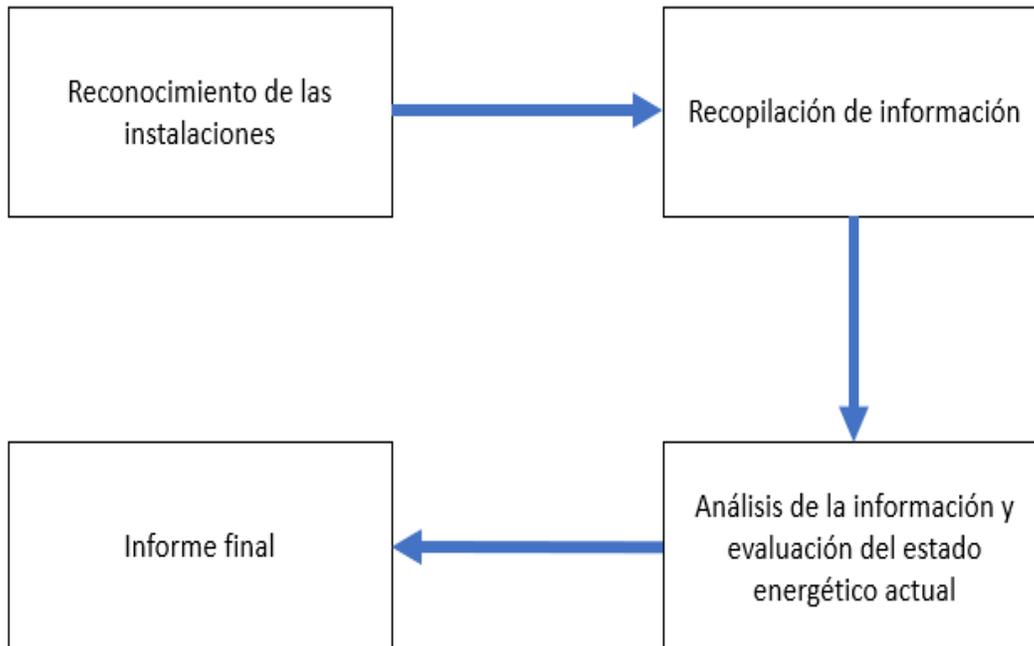


Fig. 1. Metodología simplificada del proyecto. Fuente: Propia

Para llevar a cabo el diagnóstico energético en la terminal se realizan las siguientes actividades:

- Reconocimiento de las instalaciones eléctricas. Analizar las instalaciones de la empresa, así como los equipos instalados, nos permite obtener datos de las áreas de oportunidad para implementar propuestas de ahorro y eficiencia energética sin afectar el proceso de la terminal, además de detectar anomalías o desperfectos.
- Recopilación de información de la instalación eléctrica. Se recopila la información de las instalaciones, identificación de los distintos circuitos, estado de los equipos, así como los datos de placa y valores de operación, consumo de equipos y tipo de carga que ocupan dentro de la terminal (motores, iluminación, aires acondicionados y otras cargas importantes). Dentro de este punto se considera la información proporcionada por el personal de la terminal, para mayor cantidad de información.
- Análisis de la información y evaluación del estado energético: Con la información recabada, se utilizan herramientas como la hoja de cálculo y observamos por medio de gráficas el comportamiento de la electricidad a través del tiempo (historial) y se hacen comparaciones en relación con costos y consumos.
- Informe final.

2. Fundamento teórico

2.1 Conceptos básicos

Para el entendimiento del contenido de este proyecto, se reúnen a continuación los conceptos y términos eléctricos relevantes relacionados con el tema propuesto, de todos modos, en cada subtema se vuelven a mencionar a la brevedad los conceptos, fórmulas y cálculos aplicables a cada situación.

2.1.1 Corriente eléctrica

La corriente eléctrica corresponde al movimiento de electrones o cargas eléctricas por un conductor eléctrico. Mayores valores de corriente significan una mayor cantidad de electrones que fluyen por una superficie o área determinada por segundo.

Para que la corriente eléctrica pueda fluir, debe existir un medio físico por el cual se moverán los electrones, pero, además debe existir una fuerza externa que proporciona esa energía mínima para lograr el movimiento de los electrones. Por lo tanto, para que exista una corriente eléctrica y que se realice un trabajo, es necesario que haya una tensión o diferencial de potencial entre las terminales de una carga o equipo eléctrico que asegure el movimiento continuo de los electrones.

También es cierto que un equipo consume más corriente en comparación con otro si es de mayor potencia, y si la tensión es la misma para ambos equipos, así como su configuración (monofásico o trifásico).

La unidad de la corriente eléctrica es el *Ampere (A)* y su símbolo es la letra *I*.

2.1.2 Tensión eléctrica

Para que la corriente eléctrica pueda fluir, debe existir un medio físico por el cual se moverán los electrones, pero, además, debe existir una fuerza externa que proporciona esa energía mínima para lograr su movimiento. Esta fuerza externa o presión que permite el flujo de electrones en un conductor es la tensión y se puede obtener de baterías, sistemas fotovoltaicos o eólicos, o de una empresa distribuidora como es el caso de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Sin tensión no hay flujo de corriente y por lo tanto no hay consumo de energía ni trabajo realizado. La tensión depende exclusivamente de la empresa distribuidora.

La unidad de la tensión eléctrica es el *Volt (V)* y su símbolo es la letra *V*.

2.1.3 Potencia eléctrica

Para abordar este término es necesario considerar tres aspectos principales:

- La potencia de un equipo depende totalmente de su fabricación, tecnología empleada y del trabajo a realizar.
- La potencia depende del valor de la tensión y de la corriente en un momento determinado de tiempo.
- La potencia es la rapidez con que se gasta o se consume la energía eléctrica.

$$\text{Energía} = \text{Potencia} \times \text{tiempo}$$

Desde esta perspectiva, entre mayor potencia tenga un equipo mayor será su consumo de energía en comparación con un equipo de menor potencia, siempre y cuando el tiempo de operación sea el mismo.

La unidad de la potencia eléctrica es el *Watt (W)* y debido a que el *Watt* es una unidad relativamente pequeña considerando los consumos eléctricos de los equipos en su mayoría, se utiliza el *kilo Watt (kW)* que equivale a *1,000 W*. Su símbolo es la letra *P*.

Se sabe que técnicamente hablando la potencia eléctrica *P*, es la potencia activa y es la que nos cobra el suministrador en función del tiempo, pero además de esta potencia eléctrica existen dos potencias más, la potencia aparente *S* y la potencia reactiva *Q*.

La relación entre estas tres potencias y su definición se explica a continuación por medio del factor de potencia.

2.1.4 Factor de potencia

Los equipos eléctricos como los motores transforman la energía eléctrica en energía mecánica o motriz, el problema es que toda la energía que consumen de la red, la mayoría de las veces, no se transforma por completo en trabajo útil.

Resumiendo, técnicamente lo anterior, es que la energía que se transforma en trabajo útil se le denomina energía activa relacionada directamente con la potencia activa (*P*), mientras que la usada por el equipo para su propio funcionamiento, se le llama energía reactiva relacionada directamente con la potencia reactiva (*Q*).

La potencia es la capacidad de producir o demandar energía de una máquina eléctrica, equipo o instalación por unidad de tiempo. En todo circuito eléctrico, para el funcionamiento de los diferentes equipos y máquinas se encuentran presentes las siguientes potencias:

- Potencia activa (*P*): Esta es la potencia que se aprovecha como potencia útil en el eje del motor, la que se transforma en calor, etc. Es la potencia realmente consumida por el cliente y por lo tanto paga por el uso de esta misma, la unidad de medida de esta potencia es el *Watt (W)* o comúnmente el *kilo Watt (kW)*.

Una forma convencional para calcular la potencia activa en un sistema trifásico es la siguiente:

$$P = \sqrt{3} V I \cos \phi$$

- Potencia reactiva (Q): Esta es la potencia encargada de generar el campo magnético que requieren para su funcionamiento los equipos inductivos como los motores y transformadores, la unidad de medida de esta potencia es el VAr o comúnmente el *kilo Volt Ampere reactivo (kVAr)*.

Una forma convencional para calcular la potencia aparente (la que carga la línea) en un sistema trifásico es la siguiente:

$$S = \sqrt{3} V I$$

- Potencia aparente (S): Esta es la potencia que determina la prestación en corriente de un transformador y resulta de considerar la tensión aplicada al consumo por la corriente que éste demanda, la unidad de medida de esta potencia es el *Volt Ampere (VA)* o comúnmente el *kilo Volt Ampere (kVA)*.

Una forma convencional para calcular la potencia reactiva en un sistema trifásico es la siguiente:

$$Q = \sqrt{3} V I \sen \phi$$

Definición gráfica del factor de potencia:

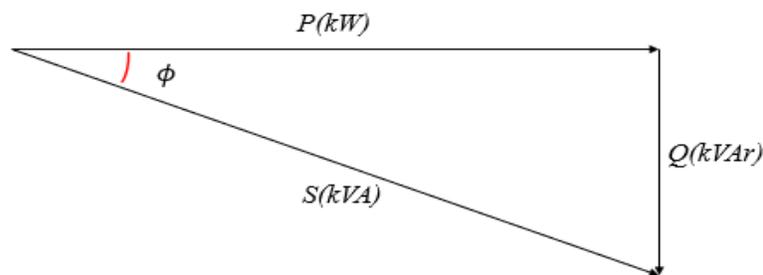


Fig. 2. Triangulo de potencias. Fuente: Propia

Donde el factor de potencia se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Factor de potencia} = \cos \phi = \frac{P(kW)}{S(kVA)}$$

El triángulo anterior denominado triángulo de potencias se rige bajo los principios del teorema de Pitágoras, por lo tanto, ante la ausencia de valores, aplicando teorema de Pitágoras y despejes podemos obtener los valores relacionados, cómo, por ejemplo:

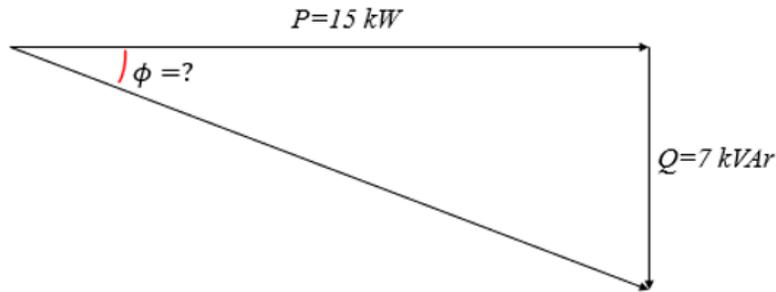


Fig. 3. Triangulo de potencias. Fuente: Propia

En la figura anterior contamos con una potencia activa $P=15 \text{ kW}$ (cateto adyacente) y una potencia reactiva $Q=7 \text{ kVAr}$ (cateto opuesto). Se necesita saber el factor de potencia con el que opera este sistema, por lo tanto, se sabe que trigonométrica hablando

$$\tan\phi = \frac{\text{cateto opuesto}}{\text{cateto adyacente}}$$

Entonces sustituyendo los valores obtenemos

$$\tan\phi = \frac{7 \text{ kVAr}}{15 \text{ kW}} = 0.4666$$

Para obtener el ángulo ϕ despejamos de la fórmula anterior con la función inversa de tangente

$$\phi = \tan^{-1}(0.4666) = 25.0137^\circ$$

Por lo tanto, utilizando la función coseno tenemos que

$$\text{Factor de potencia} = \cos(25.0137) = 0.9062$$

Cómo se puede apreciar, podemos relacionar los valores trigonométricamente y obtener los valores buscados. Por otra parte, si lo que deseamos es obtener la potencia aparente (S) del sistema anterior, tenemos que trigonométricamente hablando esta potencia aparente (S) representa la hipotenusa del triángulo de potencias planteado, por lo tanto, se sabe que por el teorema de Pitágoras tenemos

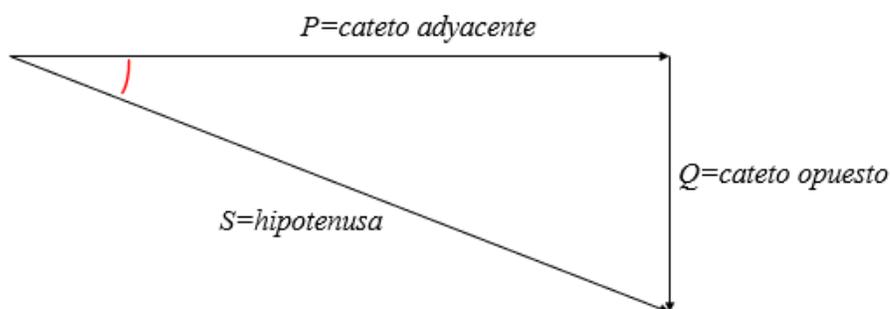


Fig. 4. Triangulo de potencias. Fuente: Propia

Donde

$$\text{hipotenusa}^2 = \text{cateto adyacente}^2 + \text{cateto opuesto}^2$$

Despejando obtenemos

$$\text{hipotenusa} = \sqrt{\text{cateto adyacente}^2 + \text{cateto opuesto}^2}$$

Por lo tanto, si sustituimos los valores de potencia en la fórmula anterior tenemos que

$$\text{hipotenusa} = \sqrt{(15 \text{ kW})^2 + (7 \text{ kVAr})^2} = 16.5529 \text{ kVA}$$

Retomando el tema, El factor de potencia es una unidad de medida de la eficiencia o rendimiento eléctrico de un receptor o sistema eléctrico, el cual es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica.

Por tener un bajo factor de potencia pueden surgir los siguientes problemas:

- Aumento de las pérdidas por efecto Joule.
- Un aumento en la caída de voltaje resultando en un insuficiente suministro de potencia a las cargas.
- Incremento de la potencia aparente, con lo que se reduce la capacidad de carga instalada y se incrementan las pérdidas en el transformador.
- Estas pérdidas afectan al productor y distribuidor de energía eléctrica, por lo que como ya se dijo anteriormente se penaliza al usuario haciendo que pague más por su consumo eléctrico.

Debido a que los conductores se comportan como una resistencia pura, estos absorben potencia de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P = R * I^2$$

Donde R es la resistencia expresada en Ohms Ω e I es la intensidad de corriente eléctrica.

Lo anterior es para determinar el impacto del factor de potencia en los conductores eléctricos, a continuación, se explica con una gráfica.

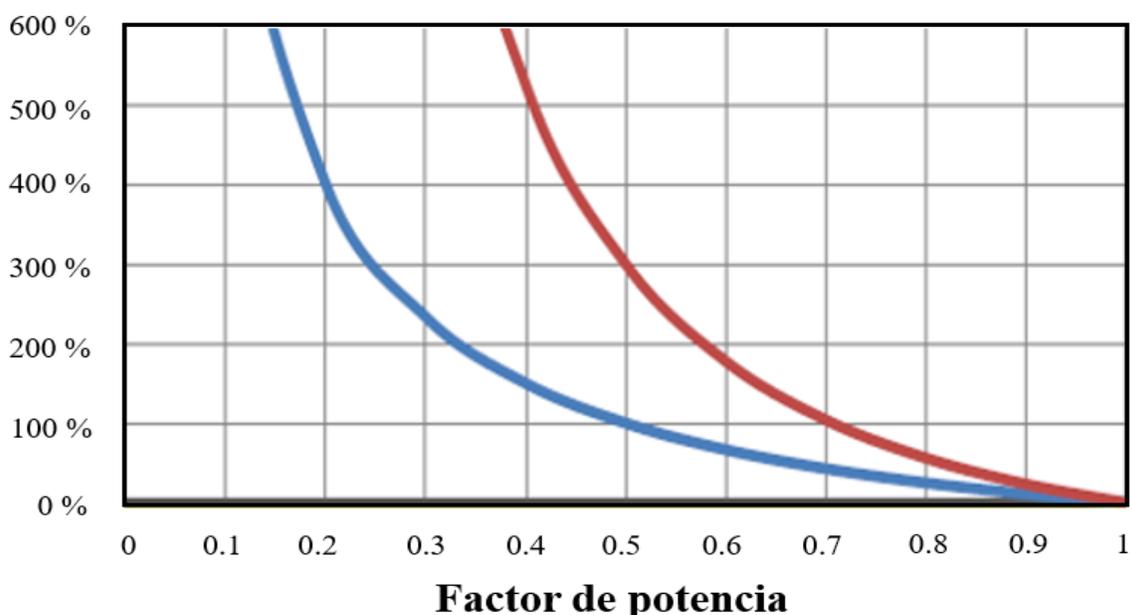


Fig. 5. Incremento de pérdidas en relación con el factor de potencia. Fuente: Diplomado “Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019” por la PAESE

Donde la línea de color azul representa el incremento de la corriente y la línea roja el incremento de las pérdidas. Por ejemplo, si tenemos un factor de potencia de 0.65 produce aproximadamente un incremento en la corriente del 55% y un incremento en las pérdidas del 140%.

Los equipos que funcionan bajo el efecto del electromagnetismo como los motores eléctricos, demandan potencia activa para convertirla en trabajo útil y potencia reactiva para crear las condiciones magnéticas de operación. Es por ello por lo que su factor de potencia es menor a la unidad.

El factor de potencia puede tomar valores entre 0 y 1, lo que significa que:



Fig. 6. Nivel de factor de potencia: Fuente: CFE

El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo. Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil.

Considerando lo anterior el factor de potencia por debajo del 90% significa energía desperdiciada por su empresa y en consecuencia un incremento innecesario en el importe de su facturación por este concepto.

Considerando lo que se establece en el acuerdo que expidió la CRE (Comisión reguladora de energía) Anexo b del acuerdo A/058/2017 en el punto 10.3. *Factor de potencia*, el cargo por un factor de potencia menor a 0.90 es

$$Cargo = \frac{3}{5} \left[\left(\frac{0.90}{FP} \right) - 1 \right] * 100$$

Donde *FP* es el factor de potencia registrado menor a 0.90 y el porcentaje máximo aplicable es del 120%.

Por otra parte, la bonificación por un factor de potencia mayor a 0.90 es

$$bonificación = \frac{1}{4} \left[1 - \left(\frac{0.90}{FP} \right) \right] * 100$$

Con un porcentaje máximo aplicable del 2.5%.

La mayoría de los equipos eléctricos utilizan potencia activa o real que es la que hace el trabajo real y utilizan también la potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Un gran número de motores.
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Una subutilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos.
- Una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria.
- Un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos instalados.

Además del incremento del importe en la facturación, un bajo factor de potencia también deriva de los siguientes problemas:

- Mayor consumo de corriente.
- Aumento de las pérdidas en los conductores.
- Desgaste prematuro de los conductores.
- Sobrecarga de transformadores y líneas de distribución.
- Incremento de caídas de voltaje.

Beneficios al corregir el factor de potencia:

- Disminución de pérdidas en los conductores.
- Reducción de las pérdidas de las caídas de tensión.
- Aumento de la disponibilidad de la potencia de transformadores y líneas.
- Incremento de la vida útil de las instalaciones eléctricas.
- Reducción del costo en la facturación de energía eléctrica.

Ya que el bajo factor de potencia se origina por la carga inductiva, que algunos equipos requieren para su funcionamiento, es necesario compensar este consumo reactivo mediante bancos de capacitores y/o filtros de armónicas (Carga lineal y no lineal).

Se pueden manejar tres arreglos para la aplicación de capacitores, los cuales pueden combinarse entre sí según el arreglo que más beneficie en cada caso.

- La compensación individual: únicamente estaría en servicio cuando opere la carga a controlar.

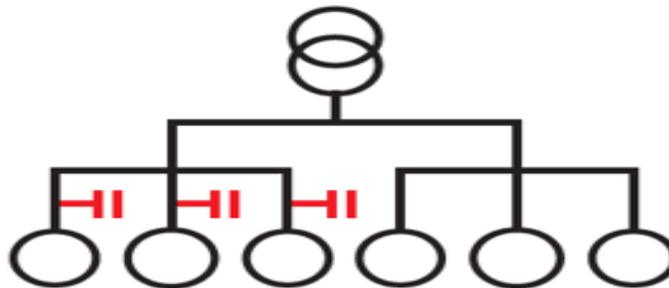


Fig. 7. Diagrama de compensación individual con bancos de capacitores. Fuente: CFE

- La compensación en grupo: Varias cargas de igual capacidad y periodo de trabajo, se pueden compensar con un capacitor en común, en un punto único como un centro de carga.

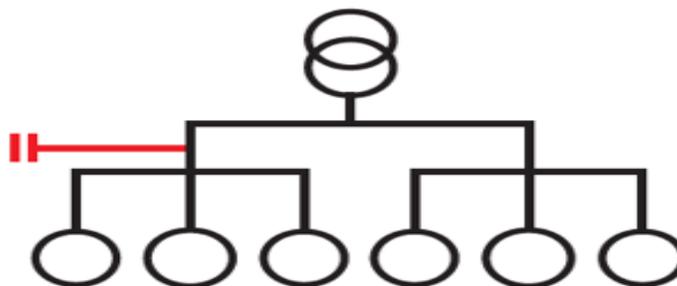


Fig. 8. Diagrama de compensación en grupo con bancos de capacitores. Fuente: CFE

- Compensación central: Cargas distintas que operan a diferentes periodos pueden ser compensadas, con un banco único de capacitores, conectado usualmente a la entrada de la instalación, el cual mejora el nivel de voltaje, pero no reduce las pérdidas.

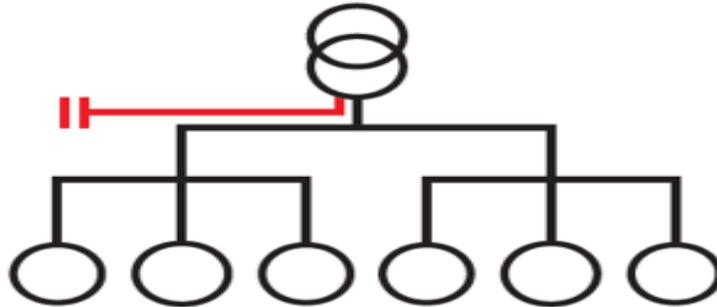


Fig. 9. Diagrama de compensación central con bancos de capacitores. Fuente: CFE

Es muy importante señalar que el costo de capacitores puede tener un retorno de inversión muy corto, debido al ahorro que se obtiene, al evitar los cargos por bajo factor de potencia en la facturación eléctrica.

Es necesario realizar un estudio completo de calidad de la energía, con el fin de identificar las armónicas del sistema eléctrico y poder definir el equipo de acuerdo a las necesidades que se presenten.

2.1.5 Energía activa y reactiva

El factor de potencia relaciona el consumo de energía activa y aparente de una instalación, y como se vio en el subtema “2.1.4 Factor de potencia” la energía aparente a su vez depende de la energía activa y reactiva. Para un mismo consumo de energía activa, cuanto mayor es el consumo de energía reactiva menor es el factor de potencia y mayor es la penalización económica (en caso de que el $\cos \phi$ sea inferior a un determinado valor).

En cuanto a la definición clásica del concepto “energía” indica que es la capacidad de realizar un trabajo específico, por lo tanto, la energía eléctrica está relacionada directamente con la producción y con las horas de operación de las máquinas de una empresa o los equipos eléctricos en alguna determinada instalación.

En el caso del consumo de energía, esta es proporcional al tiempo de uso de los equipos. La fórmula para calcular la energía es

$$\text{Energía} = \text{Potencia} * \text{tiempo}$$

$$\text{Energía activa} = kW * 1 h = 1 kWh = kWh$$

$$\text{Energía reactiva} = kVAr * 1 h = 1 kVArh = kVArh$$

El consumo de energía de un equipo, proceso, instalación o fábrica depende directamente del tiempo de funcionamiento o de su uso.

No siempre la carga de mayor potencia es la que consume más energía, pues esta depende del tiempo de uso de los artefactos. Todos los equipos consumen energía eléctrica cuando están en funcionamiento y por eso es importante apagar todos aquellos dispositivos que no estén en uso o que no sean necesarios. El consumo de energía es registrado por los medidores eléctricos.

Considerando que los reportes de mediciones de consumos que *CFE* expide hacia los usuarios contienen valores de energía activa (*kWh*) y energía reactiva (*kVarh*), a continuación, se definen respectivamente para un mejor entendimiento.

- **Energía activa:** Los receptores eléctricos alimentados por corriente eléctrica transforman la energía eléctrica en trabajo mecánico y en calor. A este efecto útil se le denomina “energía activa” y se mide en (*kWh*). Los receptores formados por resistencias puras (aparatos de calefacción, lámparas incandescentes, etc.) consumen, exclusivamente, este tipo de energía.
- **Energía reactiva:** Existen numerosos receptores, tales como motores, transformadores, reactancias, etc., que para funcionar necesitan que se formen campos magnéticos. Estos equipos, en general inductivos, absorben energía de la red para crear los campos magnéticos y la devuelven mientras desaparecen. Con este intercambio de energía, se provoca un consumo suplementario que no es aprovechable por los receptores. A esta energía se le denomina “energía reactiva” y se mide en (*kVarh*). La energía reactiva provoca una sobrecarga en líneas, transformadores y generadores, sin llegar a producir un rendimiento útil. Sin embargo, la factura de energía sí la contabiliza, por lo que puede llegar a incrementarla en cantidades importantes.

2.1.6 Demanda

La demanda eléctrica se determina a partir del consumo de energía de un equipo o máquina y equivale al valor promedio de potencia eléctrica en un intervalo de 15 minutos. Para calcularla se utiliza la siguiente fórmula:

$$Demanda = \frac{Energía (kWh)}{Intervalo (h)}$$

A pesar de que su unidad de medición es la misma que la potencia eléctrica, el método para calcularla es distinto pues la potencia eléctrica corresponde a un valor instantáneo en un momento determinado. La unidad de medida de la demanda es el kWh/h en forma simplificada *kW*.

A continuación, se muestran mediciones de potencia y energía en una carga eléctrica variable, en intervalos de 1 minuto, en donde el periodo de evaluación de la demanda es de 15 minutos:

Tabla 1. Tabulación de medición de consumos de energía por minuto

Mínuto	Potencia (kW)	Energía (kWh)
1	5	0.083
2	2	0.033
3	4	0.067
4	8	0.133
5	15	0.25
6	2	0.033
7	1	0.017
8	9	0.15
9	50	0.833
10	7	0.117
11	32	0.533
12	26	0.433
13	14	0.233
14	45	0.75
15	13	0.217
	Total	3.882

El consumo de energía de todo el intervalo (15 minutos) es de 3.882 kWh, la potencia máxima instantánea registrada fue de 50 kW. La demanda de este periodo de 15 minutos (0.25 h) se calcula de la siguiente forma:

Considerando que

$$Demanda = \frac{Energía (kWh)}{Intervalo (h)}$$

Sustituyendo los datos, tenemos

$$Demanda = \frac{3.882 kWh}{0.25 h} = 15.528 kWh/h$$

Obtenemos una demanda de 15.528 kW de manera ya simplificada.

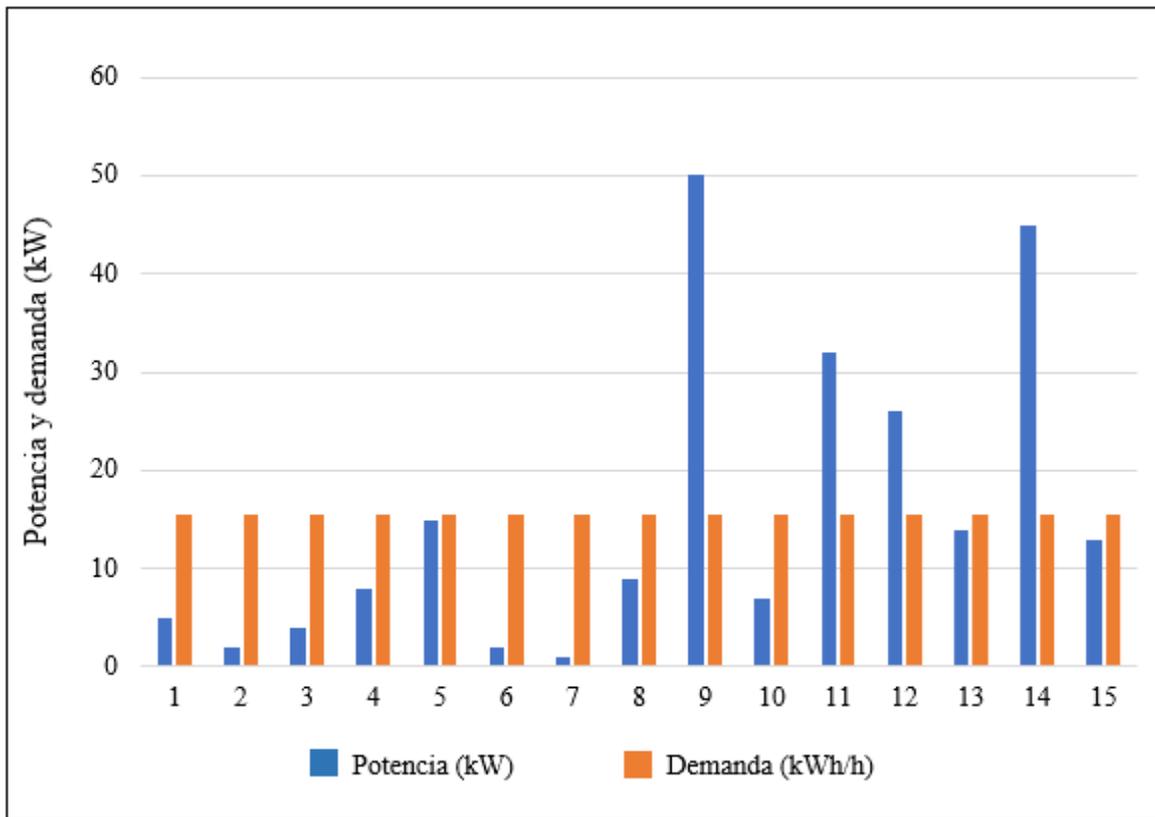


Fig. 10. Gráfica de potencia (kW) contra demanda (kW). Fuente: Propia

Observe que la demanda es equivalente a calcular el valor promedio de la potencia en el intervalo de 15 minutos y en ambos casos la energía consumida es de 3.882 kWh. En la figura anterior podemos apreciar los valores de demanda y potencia. Por lo tanto, aunque hay valores instantáneos de potencia altos que pueden darse por el arranque de motores o cargas inductivas, estos valores son de corta duración y no afectan significativamente el valor final de la demanda.

Claro está, que entre mayor sea la potencia de arranque y su duración mayor, será el valor de la demanda, por lo que es importante tomar las previsiones que correspondan.

La medición de la demanda que registran los medidores y analiza CFE, son mediciones por periodos de 15 minutos y a diferencia del análisis anterior rolados cada minuto, estos van rolados cada 5 minutos.

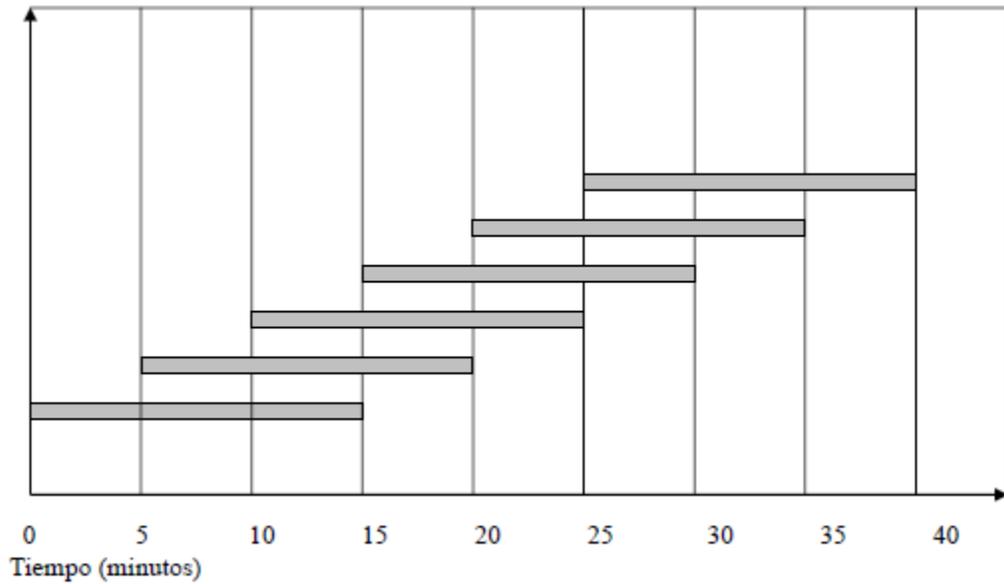


Fig. 11. Medición rolada cada cinco minutos del medidor. Fuente: Diplomado “Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019” por la PAESE (Programa de ahorro de energía del sector eléctrico).

En cuanto a la medición de la demanda, lo que el equipo mide es la energía consumida durante cada uno de dichos periodos de quince minutos. Y retomando el análisis anterior, la demanda la calcula el medidor como:

$$Demanda = \frac{Energía (kWh)}{0.25 h} = \frac{kWh}{h} = kW$$

Para una mejor comprensión de este proceso de determinación de la demanda, a continuación, se realiza un ejemplo.

Tabla 2. Tabla de lectura de consumos (kWh) de la medición cada 15 minutos. Fuente: Propia

Lapso	Consumo kWh
00:00 a 00:05	342
00:05 a 00:10	354
00:10 a 00:15	356
00:15 a 00:20	348
00:20 a 00:25	326
00:25 a 00:30	356
00:30 a 00:35	366
00:35 a 00:40	372
00:40 a 00:45	354

Considerando que la medición de la demanda se realiza cada 15 minutos y es rolada cada 5 minutos, podemos ver en la tabla anterior el consumo registrado cada cinco minutos, por lo tanto, para obtener la demanda (kW) sumaremos los tres consumos del periodo “00:00 a 00:15” y lo dividiremos entre 0.25 h. En la siguiente tabla se muestran los valores de la demanda a partir de los primeros 15 minutos acumulados de los datos anteriores, es decir

$$Demanda = \frac{(342 \text{ kWh} + 354 \text{ kWh} + 356 \text{ kWh})}{0.25 \text{ h}} = 4,208 \frac{\text{kWh}}{\text{h}} = 4,208 \text{ kW}$$

Entonces, así consecutivamente se van obteniendo los valores de demanda.

Tabla 3. Tabla de registro de la demanda (kW). Fuente: Propia

Periodo	Demanda kW
00:15	4,208
00:20	4,232
00:25	4,120
00:30	4,120
00:35	4,192
00:40	4,376
00:45	4,368
00:50	4,336

Si observamos ambas tablas, en el mayor consumo registrado de la primera con 372 kWh fue en el lapso de las 00:35 a 00:40, el cual corresponde a la demanda más alta registrada con 4,376 kW, esto quiere decir que el medidor hasta ese momento tiene registrado ese valor de demanda, y como podemos observar, al pasar los minutos sigue registrando otros valores de demanda, pero al ser menores, sigue tomando los 4,376 kW. De esta forma es como se registra el valor máximo de demanda.

Considerando que en la tarifa de Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH) existen tres periodos de medición de la energía (base, intermedia y punta) de igual forma el medidor irá registrando cada valor máximo de demanda respectivamente en cada periodo.

En cuanto a los cobros por la demanda, en el nuevo esquema tarifario de CFE se maneja un cargo por distribución que relaciona la demanda máxima y uno por capacidad que relaciona la demanda máxima en el periodo punta, en el subtema “2.4 Tarifa Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH)” Se explica la forma de calcular los cargos por demanda.

2.1.7 Factor de carga

Un parámetro útil para determinar el efecto relativo de la demanda máxima sobre la factura eléctrica y que ayuda a evaluar la oportunidad de reducción de la demanda es el factor de carga de la planta.

El factor de carga se define como la razón del consumo eléctrico actual y la demanda máxima medida, y se puede explicar como una medida de aprovechamiento de la capacidad instalada.

Por ejemplo, si un consumidor utiliza la capacidad total, o sea la demanda máxima, durante las 24 horas diariamente, se dice que está operando al 100% de carga o de su factor de carga. En esta forma se logrará la tarifa más baja por kWh. El factor de carga se puede calcular para cada factura eléctrica mensual o promediando el año.

En otras palabras, el factor de carga es la razón entre el consumo (kWh) de un periodo y el producto de la Demanda máxima medida por el número de horas del periodo de facturación. Este parámetro es utilizado para conocer cuánta energía del total disponible del total de una empresa es utilizada.

$$FC = \frac{kWh \text{ totales registrados en el mes}}{\text{Demanda máxima} * \text{Horas de facturación}}$$

$$FC = \frac{kWh \text{ totales registrados en el mes}}{\text{Demanda máxima} * 24 \text{ h} * \text{días del mes}}$$

2.2 Descripción de la empresa

La Terminal de Almacenamiento y Despacho Tuxtla Gutiérrez se localiza en el municipio de Tuxtla Gutiérrez, en el estado de Chiapas, su misión es ofertar a los clientes la mayor capacidad operativa disponible para el almacenamiento y despacho de productos petrolíferos, Diésel y Gasolina cumpliendo con lo establecido en los permisos de almacenamiento otorgados por la Comisión Reguladora de la Energía. No. Permiso PL-11097-ALM-2015.



Fig. 12. Plano de localización general de la TAD Tuxtla Gutiérrez. Fuente: Google earth

El proceso de La Terminal de Almacenamiento y Despacho Tuxtla Gutiérrez consiste en recibir, almacenar y entregar gasolinas y diésel; recibe productos de las TAD´s Salina Cruz, Pajaritos a través de autotanque. La Terminal cuenta con 6 Descargaderas, 6 tanques verticales atmosféricos con una capacidad de almacenamiento total de 105,000 barriles. Así mismo, tiene 7 llenaderas de auto tanques de 4" de diámetro, de las cuales 4 despachan Regular, 2 Diésel Automotriz, 1 Premium, para entregar los productos a estaciones de servicios, localizadas en el estado de Chiapas. Además, cuenta con un equipo de bombeo que consta de 13 bombas de succión y descarga para el proceso.

En cuanto a carga eléctrica instalada aproximadamente el 50% son equipos de fuerza (motores), el 27% lo conforma la parte de aires acondicionados y el resto lo conforman la parte de iluminación y otras cargas. La terminal cuenta con un horario de operación de las 24 horas del día, los 7 días de la semana. Con un servicio en media tensión en tarifa Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH), Región Sureste.

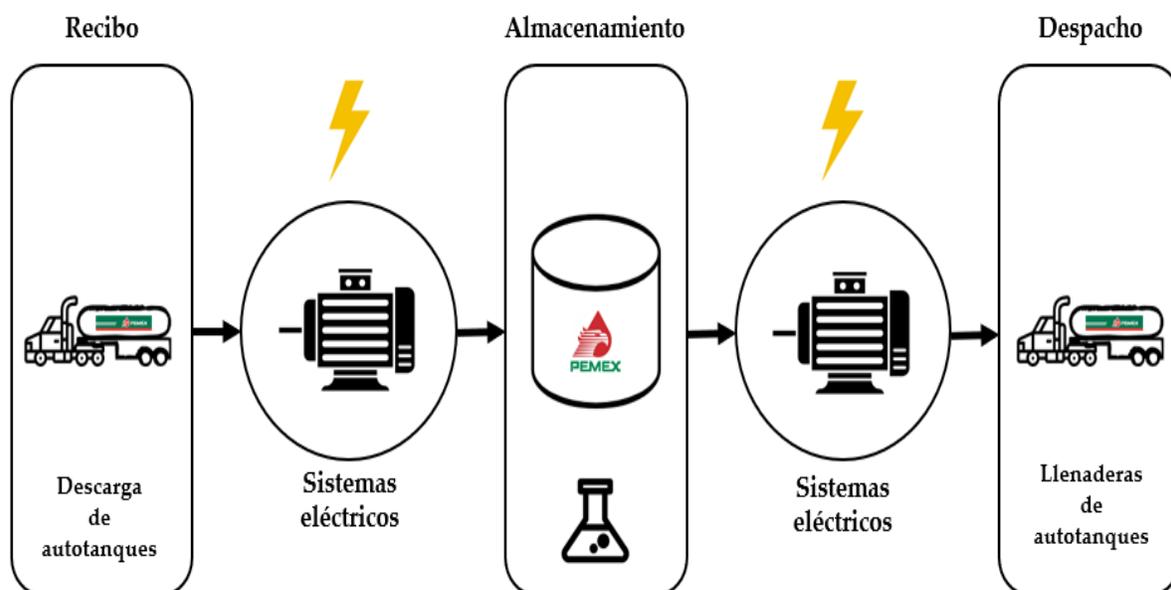


Fig. 13. Diagrama del proceso simplificado de la TAD Tuxtla Gutiérrez. Fuente: Propia

Por lo mencionado anteriormente, los motores eléctricos representan una parte fundamental del funcionamiento de la terminal, ya que, por la ausencia de suministro por ductos, este es reemplazado en su lugar por distribución y reparto de autotanques. Esto quiere decir que el cuidado de la instalación eléctrica y el mantenimiento de esta parte en especial la de los motores y bombas debe ser muy riguroso.

Energéticamente hablando, la parte de la energía eléctrica es menor comparándola con el combustible que se utiliza en la terminal en cuanto a procesos y producción. A continuación, se muestra un gráfico con la representación del aspecto energético de la terminal con base a un diagnóstico energético realizado.

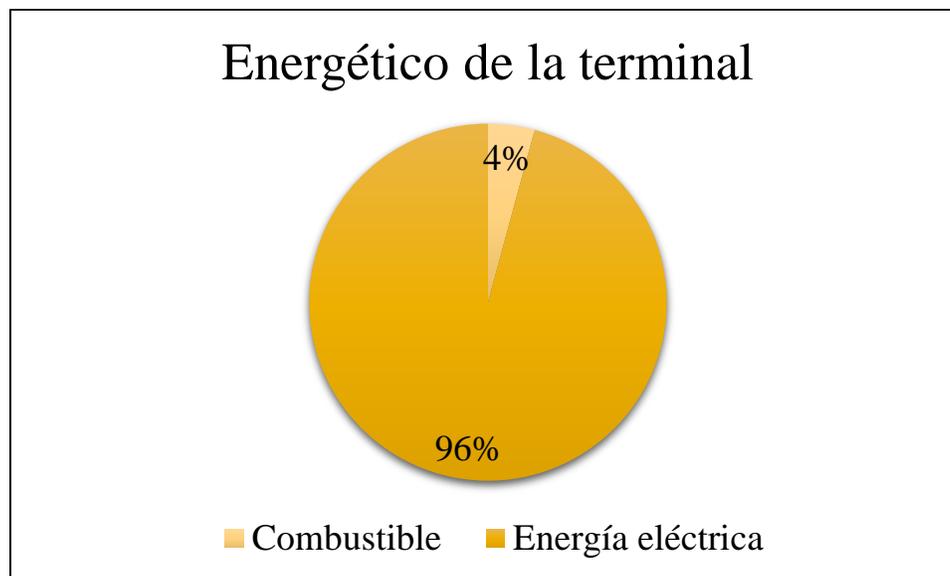


Fig. 14. Gráfica de consumos de energía de la terminal. Fuente. Diagnóstico energético de la terminal de Pemex 2018-2019

Esto es un indicador de las prioridades que normalmente tiene la empresa, la mayoría de los recursos están destinados a los autotanques encargados de repartir producto y el manejo de este mismo.

Por otra parte, la parte de la energía eléctrica, aunque es menor proporcionalmente, debería ser prioridad de igual forma, pero debido a esta proporcionalidad, la parte eléctrica en cuanto a la instalación y el consumo presenta muchas deficiencias.

2.3 Datos básicos del suministrador y comercialización de la energía eléctrica

Índice de siglas principales:

- CENACE: Centro Nacional de Control de la energía.
- CFE: Comisión Federal de Electricidad.
- CRE: Comisión Reguladora de energía.
- LIE: Ley de la industria eléctrica.
- MEM: Mercado Eléctrico Mayorista
- PAESE: Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico.

La División Sureste, está integrada por 10 Zonas Comerciales dentro de los estados de Chiapas, Tabasco y Oaxaca.

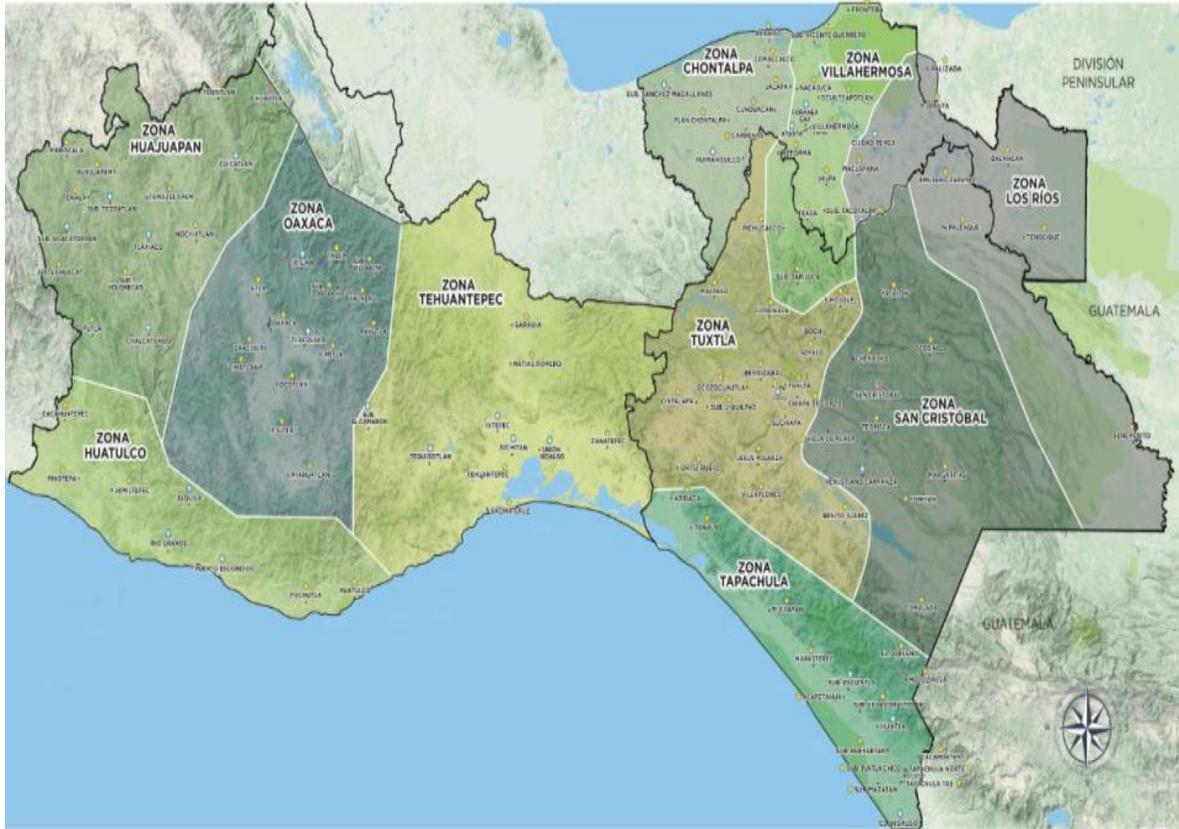


Fig. 15. Mapa de las zonas de división sureste. Fuente: CFE

Clasificación tarifaria:

El diseño de la tarifa emitida por la CRE tiene los siguientes principios.

Principios tarifarios:

- Recuperación de todos los costos de transmisión, distribución, operación del CENACE, operación del Suministrador de Servicio Básico, servicios conexos no incluidos MEM y el costo de generación y productos asociados.
- Enviar señales que reflejen las variaciones temporales del costo de servicio, con el fin de obtener un mercado y consumo eficiente.
- No existe el pronóstico perfecto, por lo que se incluye un término de corrección de error de predicción de ingresos (no se garantizan).
- De conformidad con lo establecido en la LIE, la CRE expedirá la metodología de cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas y las tarifas finales del Suministro Básico, las cuales deberán tener como objetivo, entre otros promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica y evitar la discriminación indebida. (Art. 12 Fracc. IV y art. 138, 139 y 140)

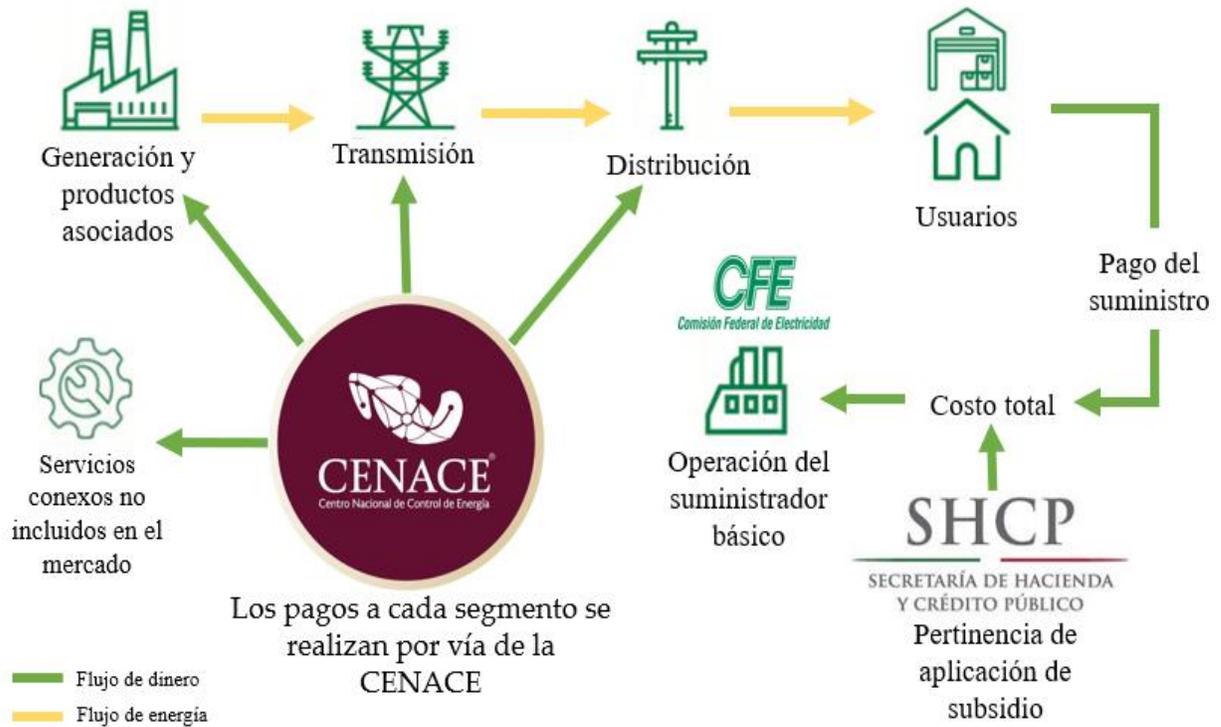


Fig. 16. Componentes de las tarifas finales del suministro eléctrico. Fuente: (CRE) Anexo único del acuerdo Núm. A/064/2018

Las Tarifas Finales de Suministro Básico se componen de las Tarifas Reguladas y el costo de generación y productos asociados.

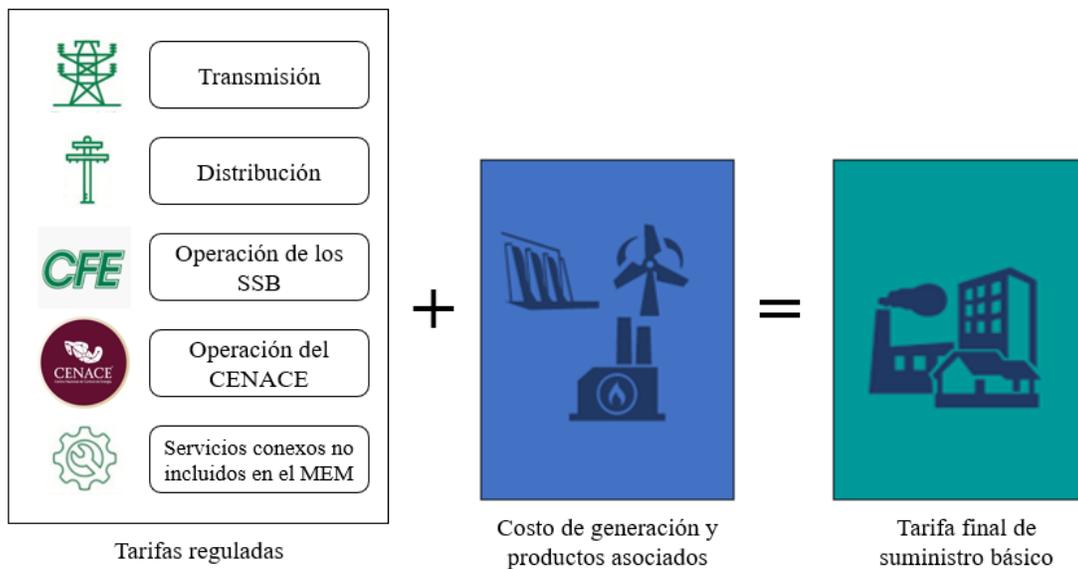


Fig. 17. Tarifas reguladas, costos y tarifas finales. Fuente: CRE

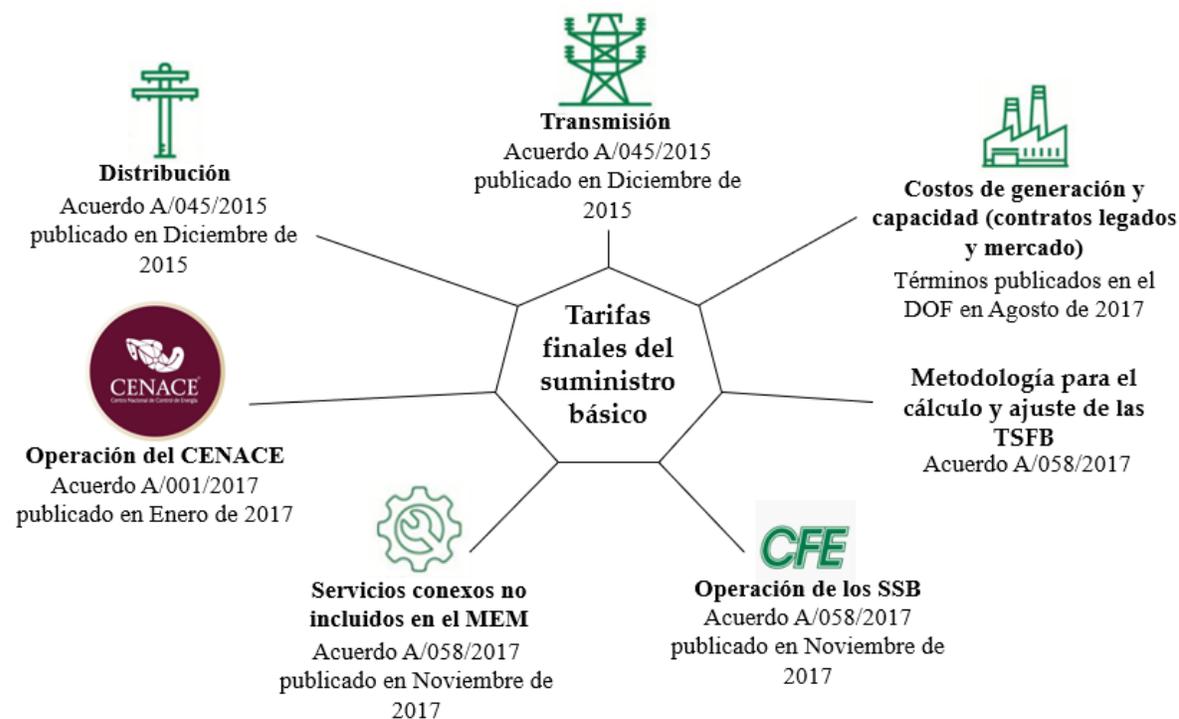


Fig. 18. Tarifas finales del suministro básico. Fuente: CRE

Etapas del proceso en la facturación:

- 1) CENACE, Es el costo correspondiente por administrar la energía eléctrica en el MEM.
- 2) Transmisión, Corresponde a los cargos de transporte y transformación de voltaje de energía eléctrica hacia las redes de distribución.
- 3) Distribución, Es el costo de operación de la empresa de Distribución, representa el costo del uso del conjunto de líneas y redes de Distribución de la energía eléctrica y los centros de transformación que permiten hacer llegar la energía hasta los usuarios finales.
- 4) Servicios conexos no incluidos en el MEM, Servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad. Los servicios incluyen:
 - Reservas reactivas (control de voltaje)
 - Potencia reactiva (soporte de voltaje)
 - Arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema.
 - Suministro, Es el costo de operación del Suministrador Básico, quien se encarga de la facturación, cobranza, atención a usuarios y la adquisición de la energía y productos asociados para satisfacer la demanda de sus clientes.
 - Generación, Es el costo variable de la energía, asignado por perfil de consumo y precio marginal local (PML).
 - Capacidad, Es el costo de la potencia (demanda) y se asigna por perfil de consumo del grupo tarifario, con base al tipo de medición ya sea simple o con demanda.

Las tarifas finales deben permitir la recuperación de la totalidad de los costos.

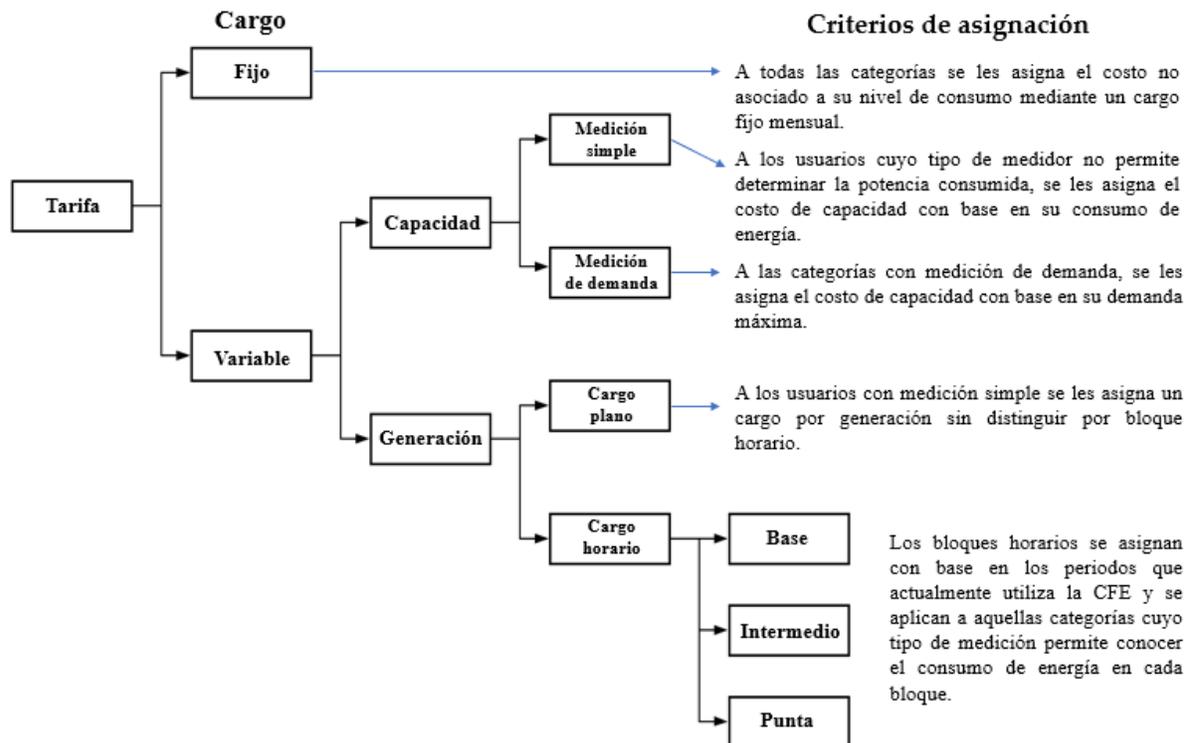


Fig. 19. Cargos fijos y variables. Fuente: (CRE) Anexo b del acuerdo A/058/2017

Respecto a la imagen anterior, para la tarifa GDMTH se considerará para la facturación el cargo fijo, la medición de la demanda y el cargo horario (base, intermedio y punta).

Notas:

Se establecerán 17 cuadros tarifarios, los cuales corresponden a las 16 divisiones de distribución, tomando por separado los sistemas de Baja California y Baja California Sur.

Los cargos variables incluyen las pérdidas aprobadas para el nivel de tensión y división de distribución correspondiente.

2.4 Tarifa Gran demanda en media tensión horaria (GDMTH)

Antes de ser la que tarifa que actualmente conocemos como “gran demanda en media tensión horaria (GDMTH)” se manejaba en lugar de esta la HM, HMC, 6.

Aplicación de GDMTH:

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más.

Cuotas aplicables:

Se debe identificar el estado, municipio, división donde se localiza el servicio para poder consultar los precios vigentes del mes a facturar.

Los cargos de las tarifas finales del suministro básico descritos en este apartado corresponden a la integración de los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No MEM, Energía y Capacidad. A continuación, se muestra los costos variables de noviembre y octubre de 2018.

Categorías		Tarifas Reguladas 2018					Cargos variables noviembre 2018		Cargos variables octubre 2018	
		Transmisión	Distribución	Operación del CENACE	Operación del Suministrador Básico	Servicios conexos no MEM	Energía	Capacidad	Energía	Capacidad
GDMTH	\$/mes				723.78					
	\$/kWh Base	0.1585		0.0091		0.0054	0.9037		0.9243	
	\$/kWh Intermedio	0.1585		0.0091		0.0054	1.7269		1.7664	
	\$/kWh Punta	0.1585		0.0091		0.0054	1.9631		2.0080	
	\$/kW		134.22					381.53		390.26

Fig. 20. Cargos para noviembre y octubre de 2018. Fuente: CFE

Toda la información necesaria en cuanto a los cargos y costos variables de la energía la podemos encontrar en la página de CFE.

Nuevo esquema tarifario (diciembre 2017 - 2018):

Mínimo mensual:

El importe que resulta de aplicar el cargo por la operación del Suministrador de Servicios Básicos correspondiente a esta categoría tarifaria.

Demanda contratada:

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

Horario:

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

Periodos de punta, intermedio y base:

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe en el apartado 3.5.2 del Anexo B del Acuerdo número A/058/2017.

Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur:

Tabla 4. Horarios de verano. Fuente: CFE

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre			
Día de la semana	Base	Intermedia	Punta
L - V	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00; 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
S	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
D y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Tabla 5. Horarios de fuera de verano. Fuente: CFE

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril			
Día de la semana	Base	Intermedia	Punta
L - V	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00; 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
S	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00; 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
D y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Demanda máxima- Criterios para el cobro por distribución y capacidad:

Cargo por distribución:

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos de distribución expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definen a continuación:

$$\text{mín} \left\{ Dmax_{mensual}, \left[\frac{Qmensual}{24 * d * F. C.} \right] \right\}$$

Donde $Dmax_{mensual}$ es la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación, $Qmensual$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, d representa los días del periodo de facturación y $F. C.$ es el factor de carga correspondiente del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018.

Cargo por Capacidad:

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en \$/kW-mes, para los meses de abril a diciembre de 2018, será la mínima entre los valores que se definan a continuación:

$$\text{mín} \left\{ Dmax_{punta}, \left[\frac{Qmensual}{24 * d * F. C.} \right] \right\}$$

Donde $Dmax_{punta}$ es la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kilowatts, $Qmensual$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, 24 son las horas del día, d representa los días del periodo de facturación y el $F. C.$ es el factor de carga correspondiente del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018.

El factor de carga es la relación entre la demanda promedio de un grupo y la demanda máxima del mismo. Los factores de carga que se utilizan para determinar los cargos de capacidad son los siguientes:

Tabla 6. (Tabla 2. Factor de carga) del “Anexo único del acuerdo Núm. A/064/2018”.

Factor de carga	
Grupo tarifario	Factor de carga
DB1	0.59
DB2	0.59
PDBT	0.58
GDBT	0.49
RABT	0.5
APBT	0.5
APMT	0.5
GDMTH	0.57
GDMTO	0.55
RAMT	0.5
DIST	0.74
DIT	0.71

Demanda máxima medida:

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente, cualquier fracción de kilowatt de demanda medida se tomará como kilowatt completo.

Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de demanda inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa GDMTO.

Energía de punta, intermedia y de base:

- Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta.
- Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio.
- Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base.

Depósito de garantía:

Será de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por capacidad a cada kilowatt de demanda contratada.

Gráficas de horas por periodo:

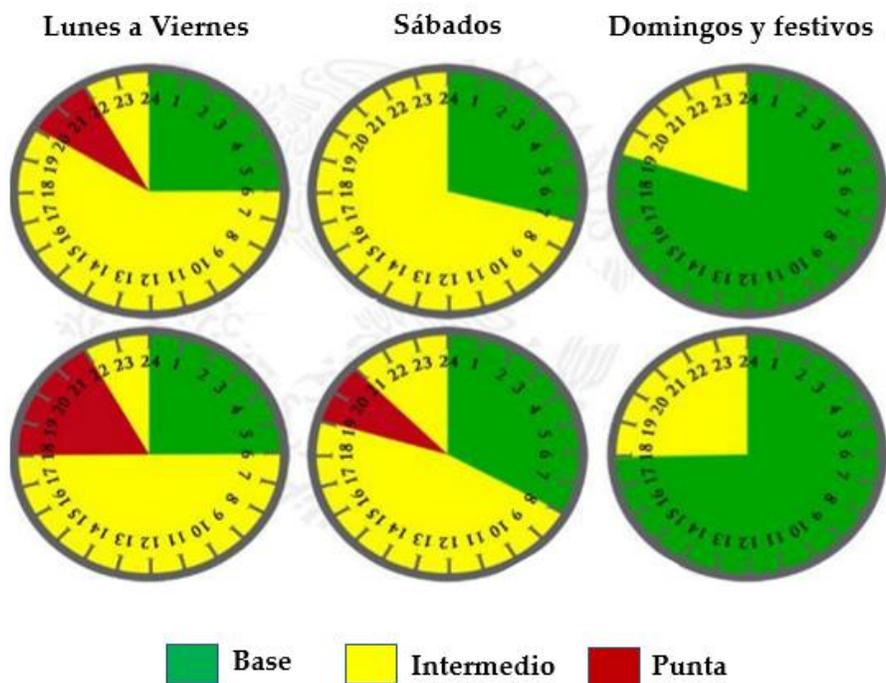


Fig. 21. Representación gráfica de los horarios base, intermedia y punta. Fuente: Diplomado "Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019" por la PAESE

- El horario base, es el horario en el cual la energía eléctrica nos costará más barata.
- El horario intermedio es el que abarca más horas durante el día.
- El horario punta, es el horario en el cual la energía eléctrica nos costará más cara. Si logramos administrar nuestra carga de manera correcta en este periodo, obtendremos beneficios que se verán reflejados en la facturación por la disminución del costo por el consumo.

3. Desarrollo

3.1 Reconocimiento de las instalaciones

La terminal de almacenamiento y despacho de Pemex cuenta con servicio de energía eléctrica en la tarifa Gran demanda en media tensión horaria región sureste. El suministro de energía eléctrica llega a través de una línea de media tensión aérea 3 fases, 3 hilos a 13.2 kV (transición aérea a subterránea). El medidor de CFE con número RPU 35T14G es el encargado de medir el consumo.



Fig. 22. Subestación eléctrica CEMI vista aérea, resaltada en amarillo. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex



Fig. 23. Subestación eléctrica. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

El transformador de la subestación principal de la terminal es un transformador trifásico tipo pedestal con una capacidad de 500kVA (operación radial). El equipo se encuentra ubicado a un costado de la subestación eléctrica.



Fig. 24. Transformador tipo pedestal. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

La terminal cuenta con una planta de emergencia para abastecer de electricidad en caso de que el suministro falle parcial o totalmente, esta planta funciona a base de Diesel. (capacidad)



Fig. 25. Vista lateral de la planta de emergencia. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex



Fig. 26. Vista lateral de la planta de emergencia. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

La planta de emergencia tiene una capacidad de 600 kW de emergencia y 750 kVA, transmite a 60 Hz de frecuencia, 480 V trifásico de 4 hilos.

El primer tablero de distribución (CCM1) se localiza en la subestación eléctrica, de este tablero de distribución se alimenta el tablero de distribución 2 (CCM2) y el tablero de distribución 3 (CCM3).



Fig. 27. Cuchillas de alta. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex



Fig. 28. Tablero de distribución 1. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

El tablero de distribución 2 (CCM 2) está situado a un costado de casa de bombas, en este tablero de distribución se operan la mayoría de los motores de la terminal, para ser específicos, se operan 13 motores de 15 hp (7 en casa de bombas y 6 en descargaderas), 2 motores de 5hp para tratamiento de aguas, y un motor de 7.5hp Enel área de calibración de auto tanques. Cabe señalar que 6 motores de 7.5hp se encuentran para regreso de producto, pero como se encuentran conectados a la misma alimentación que los de 15hp, por su capacidad no se les considera como una carga adicional.



Fig. 29. Tablero de distribución 2 (CCM2) vista aérea marcado en amarillo. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex



Fig. 30. Tablero de distribución 2 (CCM2). Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

Situada alado del CCM2 se encuentra casa de bombas, en la cual se encuentran operando actualmente los 7 motores de 15hp ya antes mencionados que operan a 440V, trabajan en conjunto como bombas centrífugas. Las bombas centrífugas son capaces de bombear gasolina a 400 galones por minuto que son aproximadamente 1818.44 litros por minuto, esto se debe a que el llenado de los tanques de almacenamiento es desde el fondo.



Fig. 31. Casa de bombas. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex



Fig. 32. Bomba centrífuga con motor de 15hp. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

En la parte central de la terminal se encuentran las islas de descargaderas, en las cuales operan los motores ya antes mencionados en la sección del CCM2.



Fig. 33. Área de descargaderas. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

Dentro las cargas más importantes a considerar están los motores de la terminal, uno de ellos es el motor que se utiliza para bombear agua al tanque elevado, este es un motor de 100hp que opera 440V.



Fig. 34. Ubicación del motor de 100 HP. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

Un dato importante dentro de una terminal de almacenamiento y despacho y en general en cualquier empresa de este giro industrial petrolero es, que al manejar gasolina (combustible), se cuenta con una brigada contra incendios en la cual la parte fundamental es el bombeo de material capaz de extinguir el fuego y bombeo de agua. Por razones obvias, ante alguna contingencia el corte del suministro eléctrico es fundamental para prevenir que accidentes y fallas se propaguen, entonces la parte del equipo de bombeo para combatir incendios, en su mayor parte funciona a base de Diesel. Sin embargo, en el cobertizo No.1 Que se muestra en amarillo en la imagen siguiente, cuenta con 3 sistemas de bombeo, uno con un motor de 15hp y dos más con motores de 2hp, cabe señalar que estos dos últimos motores mencionados trabajan uno a la vez.



Fig. 35. Bomba en el cobertizo contra incendios No.2 a base de Diesel. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex



Fig.36. Bomba con motor de 15hp en Cobertizo contra incendios No.1. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex



Fig. 37. Sistema neumático con dos motores de 2hp en Cobertizo contra incendios No.1. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

Actualmente se cuenta en la terminal con una iluminación perimetral con lámparas de tecnología de Vapor de sodio a alta presión, cabe señalar que no todas estas lámparas se encuentran en operación por falta de mantenimiento y en algunas secciones algunas están deshabilitadas.

En la imagen siguiente se muestra una sección de la terminal, podemos observar que en la imagen predominan los TV's que son los tanques de almacenamiento, 6 tanques en total para almacenamiento de gasolina. De color amarillo se señalan las lámparas de alumbrado perimetral.



Fig. 38. Parte del alumbrado perimetral. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

En el plano siguiente se muestra el alumbrado perimetral de la terminal, en el cual se remarcan con puntos amarillos las lámparas 40 de Vapor de sodio a alta presión a 400W, y en color verde se muestran 4 lámparas de aditivos metálicos a 150W.

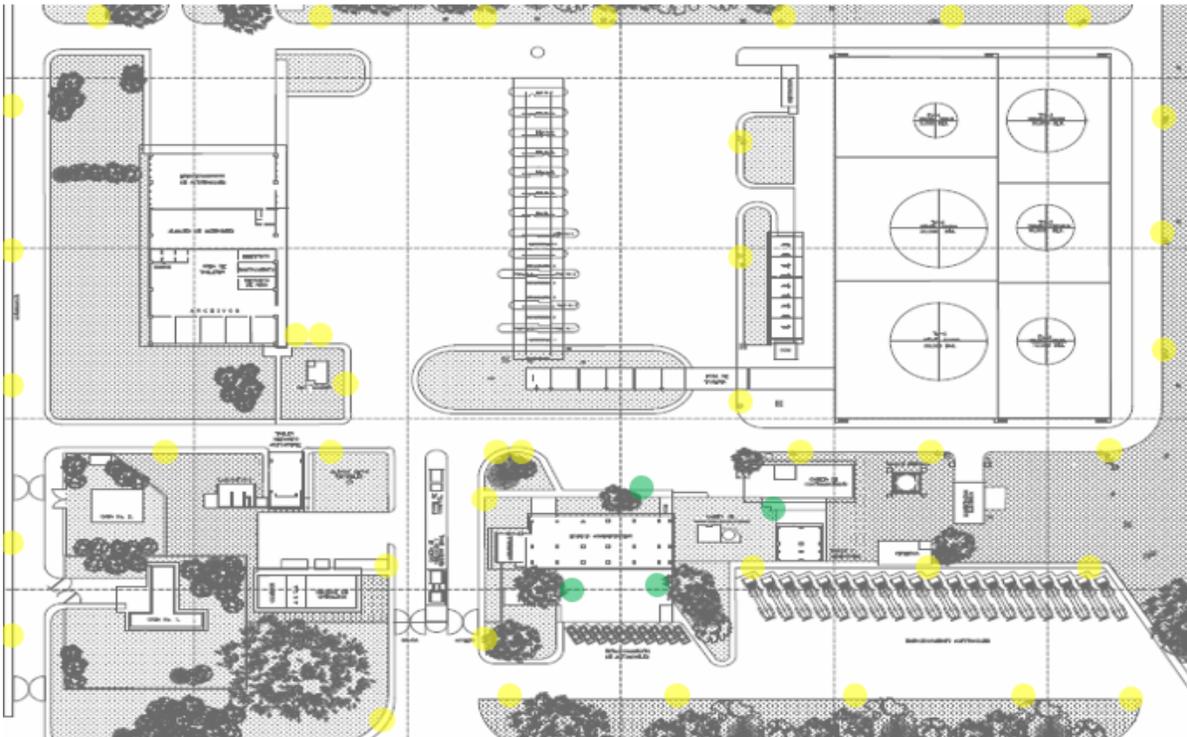


Fig. 39. Mapa de iluminación perimetral. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

Dentro de la terminal se encuentran muchos equipos de aire acondicionado, desde 1 tonelada hasta 2 toneladas y estos varían dependiendo del área en la que operan. Para el edificio de ventas el sistema de aire acondicionado es mediante un aire de tipo paquete, el cual se muestra a continuación.



Fig. 40. Sistema de aire acondicionado tipo paquete marca York. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

3.2 Levantamiento de cargas

Se realiza el levantamiento con el fin de identificar las cargas significativas de la instalación para poder comprender la potencia instalada de los equipos (kW) y los consumos de energía (kWh). Estos datos son recabados en la hoja de cálculo del “*Anexo (Levantamiento)*”.

Cabe señalar que el consumo estimado varía algo respecto al consumo real, ya que algunos equipos como los aires acondicionados no funcionan todo el tiempo a un mismo valor de potencia y esto se debe a que normalmente entran y salen dependiendo el valor al que se les programa en relación a la temperatura; en el caso de los equipos de cómputo de igual forma no siempre consumen la misma cantidad de energía y esto depende a lo que el sistema demande dependiendo de labor que realiza.

Lo que se presenta en el levantamiento de cargas es el conteo de los equipos considerando una potencia promedio, y un consumo de energía en función del tiempo estimado y recopilado de la información proporcionada por el mismo personal de la empresa.

Se comienza por un conteo y recopilación de datos de cada equipo (lámparas, aires acondicionados, motores, equipos de cómputo y Otras cargas). Para este paso se consideran los datos de placa.

Para el caso de los motores, los consumos en kW de cada uno se obtienen de la NOM-016-ENER-2010 de los valores de eficiencia de motores, en la cual se nos indican valores estandarizados de consumo en relación con los caballos de potencia, la tabla se muestra a continuación:

Tabla 7. Datos estandarizados de motores eléctricos. Fuente: NOM-016-ENER-2010

Potencia Nominal, kW	Potencia Nominal cp	MOTORES CERRADOS				MOTORES ABIERTOS			
		2 Polos	4 Polos	6 Polos	8 Polos	2 Polos	4 Polos	6 Polos	8 Polos
0,746	1	77,0	85,5	82,5	74,0	77,0	85,5	82,5	74,0
1,119	1,5	84,0	86,5	87,5	77,0	84,0	86,5	86,5	75,5
1,492	2	85,5	86,5	88,5	82,5	85,5	86,5	87,5	85,5
2,238	3	86,5	89,5	89,5	84,0	85,5	89,5	86,5	86,5
3,730	5	88,5	89,5	89,5	85,5	86,5	89,5	89,5	87,5
5,595	7,5	89,5	91,7	91,0	85,5	88,5	91,0	90,2	88,5
7,460	10	90,2	91,7	91,0	88,5	89,5	91,7	91,7	89,5
11,19	15	91,0	92,4	91,7	88,5	90,2	93,0	91,7	89,5
14,92	20	91,0	93,0	91,7	89,5	91,0	93,0	92,4	90,2
18,65	25	91,7	93,6	93,0	89,5	91,7	93,6	93,0	90,2
22,38	30	91,7	93,6	93,0	91,0	91,7	94,1	93,6	91,0
29,84	40	92,4	94,1	94,1	91,0	92,4	94,1	94,1	91,0
37,30	50	93,0	94,5	94,1	91,7	93,0	94,5	94,1	91,7
44,76	60	93,6	95,0	94,5	91,7	93,6	95,0	94,5	92,4
55,95	75	93,6	95,4	94,5	93,0	93,6	95,0	94,5	93,6
74,60	100	94,1	95,4	95,0	93,0	93,6	95,4	95,0	93,6
93,25	125	95,0	95,4	95,0	93,6	94,1	95,4	95,0	93,6
111,9	150	95,0	95,8	95,8	93,6	94,1	95,8	95,4	93,6
149,2	200	95,4	96,2	95,8	94,1	95,0	95,8	95,4	93,6
186,5	250	95,8	96,2	95,8	94,5	95,0	95,8	95,4	94,5
223,8	300	95,8	96,2	95,8	---	95,4	95,8	95,4	---
261,1	350	95,8	96,2	95,8	---	95,4	95,8	95,4	---
298,4	400	95,8	96,2	---	---	95,8	95,8	---	---
335,7	450	95,8	96,2	---	---	95,8	96,2	---	---
373	500	95,8	96,2	---	---	95,8	96,2	---	---

Para el caso de los aires acondicionados, iluminación y las otras cargas, se toman los datos de placa directamente del equipo, el cual contiene el valor de potencia demandada en Watts o kilowatts.

En la Fig. 41, Se muestran los porcentajes del tipo de cargas con las que cuenta la terminal.

En cuanto a la carga conectada estimada se obtiene que del levantamiento la terminal cuenta con aproximadamente 215.63 kW de carga conectada.

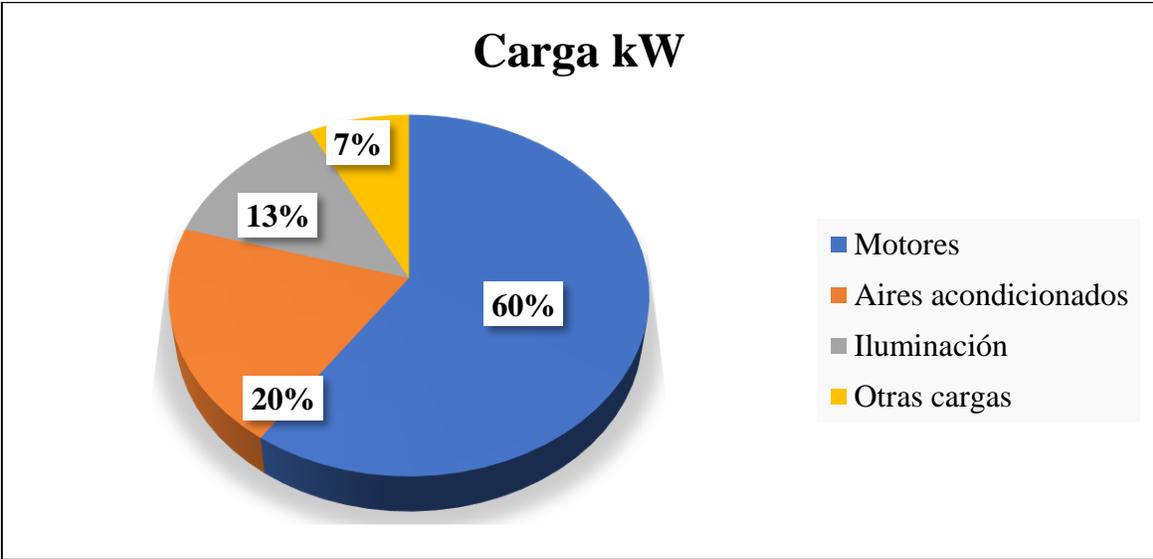


Fig. 41. Carga estimada de la terminal (kW). Fuente: Propia

Se sabe que la energía es la potencia demandada en un tiempo determinado, por lo que la gráfica del consumo de la energía kWh comparada con la gráfica de la carga en kW será distinta. En la Fig. 42, se muestra la gráfica del consumo de energía de la terminal:

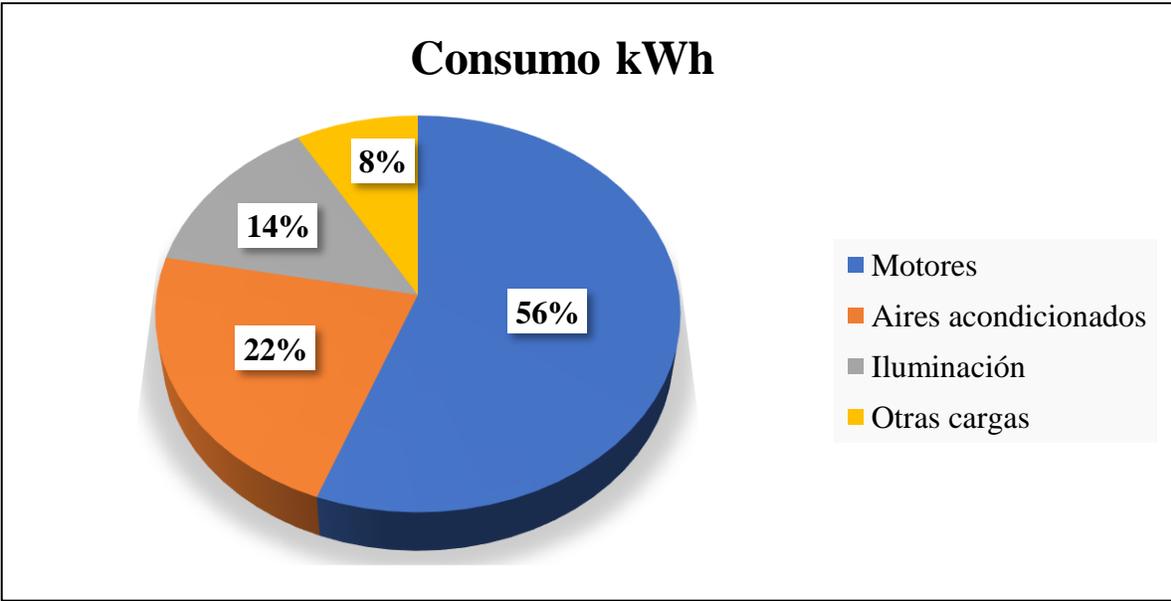


Fig. 42. Consumo estimado de la terminal (kWh). Fuente: Propia

Como se puede apreciar en la *Fig. 42*, tenemos el mayor consumo de la terminal por parte de los motores eléctricos y los aires acondicionados, estos son indicadores que nos permiten saber de qué forma se comporta la carga y ver de qué manera podemos llevar a cabo acciones para implementar medidas de ahorro. Una medida de ahorro considerablemente importante se podría implementar en el consumo de los motores eléctricos.

3.3 Evaluación del estado energético actual (Reportes mensuales de consumos)

El análisis de los reportes de medición de energía expedidos por el suministrador representa una parte fundamental en los diagnósticos energéticos de primer nivel, ya que de esta forma podemos determinar potenciales de ahorro y estrategias para el uso eficiente de la energía eléctrica, además de que podemos ver claramente el comportamiento del consumo en el historial, el cual contiene datos que son indicadores para el control y entendimiento de este servicio eléctrico.

Este análisis se realiza con el fin de identificar si existe la posibilidad de realizar:

- Reducción en la demanda eléctrica máxima.
- Consumo de energía eléctrica.
- Optimizar el factor de potencia.
- Mejorar el factor de carga y de demanda.
- Encontrar errores en la toma de lecturas.
- Potenciales de ahorro a través de índices energéticos.
- Disminución de la factura eléctrica.
- Condición general de la situación en el uso de la energía.

En la figura siguiente se muestra el formato de las mediciones mensuales que se le proporcionan a la terminal de almacenamiento y despacho de Pemex, estos reportes se encuentran en el “*Anexo (Reportes de consumos)*”.

REPORTE DE CONSUMOS

1 de Febrero de 2019

DATOS	
RPU: 671801000535	IDENTIFICADOR: DK04A035
NOMBRE: PEMEX REFINA SUPTENCIA LOC VEN	
NUM CUENTA: 85DK04G010300100	MEDIDOR: 35T14G
MEDIDO EN BAJA: SI	ESTIMADO: NO
REGISTRO: Mes Anterior	TIPO MEDIDOR: A3 Perfil (pm)
PROCESO: Automatico	TARIFA: HM
MULTIPLICADOR: 120	REGION: Sur
LECTURA: 2019/01/31 24:00	PROCESO: 2019/02/01 12:43
NUM. RESETS: 0	INTERRUMPIBLE: NO

CONSUMOS DEL PERIODO							
	KWH	KVARH	KW	FECHA	HORAS	FP	FC
PUN	7,714	3,628	131	2019/01/24 18:25	96	90.49	0.61
INT	23,795	10,621	145	2019/01/24 17:55	394	91.31	0.42
BAS	13,433	5,938	126	2019/01/07 00:30	254	91.46	0.42
SEM	0	0	0		0	0.00	0.00
TOT	44,942	20,185	145	2019/01/24 17:55	744	91.22	0.42

Cualquier fracción de los valores de energía y demanda de cada periodo se toman como kilowatt-hora, kilovari-hora y kilowatt completo. El calculo del factor de potencia se realiza con los valores totales de los kilowatt-horas y kilovari-horas. Los valores por periodo de la energía reactiva en kilovari-horas es solo de caracter informativo.

Fig. 43. Reporte de consumos del mes de enero de 2019. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

En la Fig. 43, se observa el reporte de consumos mensual que CFE le proporciona a la empresa. Resaltado con color amarillo se tienen los datos relevantes de la empresa, cabe señalar que el reporte contiene la fecha febrero de 2019, pero el registro es del mes anterior, por lo tanto, los datos son los referentes al mes de enero. Los datos también contienen la tarifa, la región y el periodo en el que los datos de lectura fueron guardados.

En la parte resaltada con color azul de izquierda a derecha se tienen los consumos de energía activa (kWh) del periodo mensual como primera columna, en la siguiente columna tenemos el consumo de energía reactiva (kVArh), posteriormente se tiene la demanda (kW) y cómo podemos ver tenemos una fecha, la cual nos indica el momento en el que la lectura del reporte fue registrada, también tenemos las horas, el factor de potencia y el factor de carga.

El análisis de los subtemas siguientes consiste en presentar de forma gráfica las principales variables como son: El consumo, la demanda, el factor de carga y el factor de potencia.

3.3.1 Análisis del Consumo de los kWh

Para ver el comportamiento de los consumos de la terminal, se nos proporcionaron datos de los consumos (kWh) en un formato de Excel (hoja de cálculo) y se selecciona un periodo que consta del mes de octubre de 2017 a marzo de 2019. La tabla anteriormente mencionada se encuentra en el “Anexo (Historial de consumos)”.

Con los datos seleccionados del anexo anterior, se obtiene la sección “Consumos kWh” la cual se encuentra en el “Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)” y la respectiva gráfica es la siguiente:

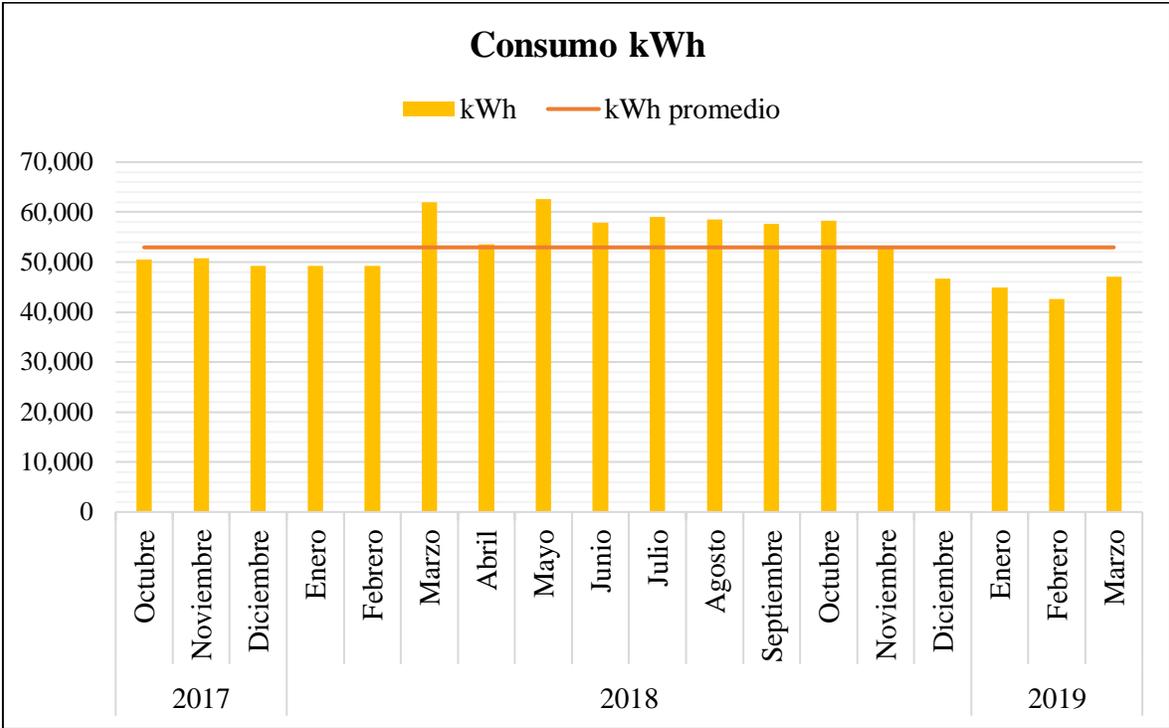


Fig. 44. Consumos de energía (kWh) de la terminal de oct 2017 a mar 2019. Fuente: Propia

El consumo promedio registrado de la terminal en el periodo graficado es de 52,941 kWh/mes, con un máximo consumo registrado en mayo de 2018 de 62,631 kWh y un mínimo registrado en febrero de 2019 de 42,568 kWh.

En la Fig. 44, podemos observar un aumento en el consumo de la energía eléctrica de la terminal, el cual comienza en marzo y aproximadamente se normaliza en octubre. Esto tiene que ver con muchos factores, desde el uso de la energía en la terminal por la demanda y por el aumento de la temperatura en el año hasta la variación de producto mensual.

A continuación, se muestran los datos de la temperatura promedio por entidad federativa y nacional 2018 emitida por la CONAGUA (Comisión nacional del agua) en la cual se puede observar un incremento de la temperatura en Chiapas de hasta 4°C del mes de enero al mes de marzo y se mantiene en promedio de 26°C hasta normalizarse los periodos de valle conformados del mes de noviembre al mes de enero del año que procede.

Entidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Aguascalientes	13.0	16.7	18.8	19.9	21.9	21.3	20.5	20.4	19.9	18.5	14.7	12.7	18.2
Baja California	16.3	15.5	16.6	20.4	20.5	24.3	28.6	29.6	27.2	21.6	17.1	13.8	21.0
Baja California Sur	19.7	19.9	20.7	22.9	24.8	26.9	29.9	29.9	29.3	25.7	22.1	19.2	24.3
Campeche	22.3	26.1	27.5	28.5	28.9	28.8	29.0	28.4	28.4	27.4	26.0	24.4	27.1
Coahuila	11.7	18.0	20.5	22.2	27.4	29.4	28.7	28.7	24.7	21.5	15.5	13.6	21.8
Colima	25.2	26.2	25.8	25.8	28.7	28.4	29.5	28.4	28.4	27.8	26.5	25.6	27.2
Chiapas	21.8	24.7	26.1	26.5	26.9	25.8	26.0	25.7	25.8	25.3	24.7	22.4	25.1
Chihuahua	11.0	14.8	17.0	20.4	24.7	26.7	25.6	24.7	22.6	18.7	13.3	10.8	19.2
Ciudad de México	13.4	17.0	19.2	19.3	20.3	19.6	19.0	18.2	18.7	18.0	16.0	14.9	17.8
Durango	12.1	15.9	18.8	20.4	23.4	24.5	23.6	23.3	21.0	18.7	14.0	11.8	19.0
Guanajuato	13.9	17.4	20.3	21.3	22.8	21.4	20.7	20.4	20.2	19.7	16.4	14.5	19.1
Guerrero	22.9	24.4	25.7	26.5	27.1	26.0	26.5	25.2	25.4	25.0	24.2	23.4	25.2
Hidalgo	13.4	16.7	18.5	19.5	20.4	20.7	21.0	20.7	20.9	19.8	17.1	15.3	18.7
Jalisco	16.8	19.5	21.1	22.4	24.8	23.8	23.3	22.8	22.6	21.6	18.6	16.6	21.2
Estado de México	10.5	13.8	15.5	16.0	16.9	16.7	16.2	15.8	16.2	15.5	13.5	12.9	15.0
Michoacán	16.5	19.2	21.8	22.9	24.1	22.7	22.2	21.9	21.9	21.3	18.6	17.0	20.8
Morelos	18.4	22.1	24.6	25.0	24.0	23.2	23.1	21.9	21.8	21.8	20.6	19.1	22.1
Nayarit	21.7	24.7	24.6	25.4	28.6	29.3	29.0	28.4	28.2	27.5	24.9	22.0	26.2
Nuevo León	12.3	18.6	21.5	21.9	26.1	27.8	28.1	28.6	25.9	22.1	16.3	14.8	22.0
Oaxaca	20.2	23.1	24.9	24.9	26.6	24.1	24.5	24.7	24.8	24.6	23.2	21.3	23.9
Puebla	13.1	17.0	19.1	19.3	20.1	20.4	19.5	19.0	19.6	18.7	16.8	15.3	18.2
Querétaro	13.5	18.5	21.0	22.3	23.7	22.0	22.0	22.0	21.6	20.3	17.6	15.7	20.0
Quintana Roo	23.1	26.4	26.7	28.0	28.5	29.2	29.9	29.6	29.0	28.2	26.9	25.0	27.5
San Luis Potosí	15.5	21.9	23.7	24.1	26.8	27.4	27.4	27.0	26.5	23.9	19.9	18.1	23.5
Sinaloa	20.9	22.4	23.0	25.1	28.2	30.4	30.9	29.7	29.0	27.8	23.6	20.4	26.0
Sonora	16.7	16.4	19.2	22.7	25.4	30.0	30.8	29.4	29.0	23.3	17.8	14.6	22.9
Tabasco	22.1	25.8	27.5	28.3	29.3	29.0	29.4	28.5	28.6	27.9	26.2	24.3	27.2
Tamaulipas	15.1	22.0	23.9	24.5	28.0	29.3	30.0	30.1	28.6	24.9	19.4	17.9	24.5
Tlaxcala	11.1	14.4	16.4	16.4	17.6	17.0	16.6	16.6	17.1	16.5	14.4	12.7	15.6
Veracruz	16.9	21.3	22.8	23.0	25.1	25.7	25.3	24.5	25.0	23.4	21.1	19.3	22.8
Yucatán	21.7	25.5	26.3	27.7	28.1	28.2	28.8	28.3	28.2	27.3	25.4	23.7	26.6
Zacatecas	12.5	15.8	18.1	19.3	21.9	21.0	20.5	19.9	19.3	17.8	14.3	12.0	17.7
Nacional	16.0	19.3	21.2	22.9	25.4	26.4	26.5	26.1	25.0	22.5	18.7	16.5	22.2

Valores en °C, pueden variar de acuerdo a actualización de la base de datos.
Se actualiza mensualmente.

Fig. 45. Temperatura media promedio en Chiapas 2018. Fuente: CONAGUA

Volviendo al consumo en estos periodos, podría ser producto del consumo de los equipos de aire acondicionado, los cuáles incrementan su utilización en estos periodos por el incremento en los valores de temperatura.

Mas adelante en la Fig. 47 y Fig. 48, se muestran los datos del consumo desglosado en los periodos base, intermedia y punta de la terminal por pertenecer a la tarifa GDMTH (Gran demanda en media tensión horaria), periodo que comprende de octubre de 2017 a julio de 2018 y de septiembre de 2018 a marzo de 2019 respectivamente.

Los datos de los reportes mensuales que se mencionaron en el párrafo anterior se toman del “Anexo (Reportes de consumos)” y se concentran en el “Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)” en la sección “Consumos kWh por periodos”.

Para realizar este análisis, a continuación, se explica brevemente la metodología utilizada en este proceso utilizando como apoyo el reporte mensual del mes de febrero de 2018.

REPORTE DE CONSUMOS

1 de Marzo de 2018

DATOS

RPU: 671801000535 IDENTIFICADOR: DK04A035
 NOMBRE: PEMEX REFINA SUPTECIA LOC VEN
 NUM CUENTA: 85DK04G010300100 MEDIDOR: 35T14G
 MEDIDO EN BAJA: SI ESTIMADO: NO
 REGISTRO: Mes Anterior TIPO MEDIDOR: A3 Perfil (prn)
 PROCESO: Automatico TARIFA: HM
 MULTIPLICADOR: 120 REGION: Sur
 LECTURA: 2017/02/28 24:00 PROCESO: 2017/03/01 10:59
 NUM. RESETS: 0 INTERRUPTIBLE: NO

CONSUMOS DEL PERIODO

	KWH	KVARH	KW	FECHA	HORAS	FP	FC
PUN	7,642	3,265	158	2017/02/27 20:30	84	91.95	0.58
INT	26,853	12,242	178	2017/02/28 09:40	352	90.99	0.43
BAS	14,762	6,295	145	2017/02/21 02:40	236	91.98	0.43
SEM	0	0	0		0	0.00	0.00
TOT	49,257	21,800	178	2017/02/28 09:40	672	91.44	0.41

Cualquier fracción de los valores de energía y demanda de cada periodo se toman como kilowatt-hora, kilovolt-hora y kilowatt-completo.
 El cálculo del factor de potencia se realiza con los valores totales de los kilowatt-hora y kilovolt-horas.
 Los valores por periodo de la energía reactiva en kilovolt-horas es sólo de carácter informativo.

Fig. 46. Reporte de consumos de la terminal del mes de febrero de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Los datos de cada reporte seleccionado que se concentran en la sección “Consumos kWh por periodos” son los que están resaltados en amarillo. Lo siguiente es graficar las tablas resultantes. A continuación, se muestran ambas gráficas respectivamente de cada periodo.

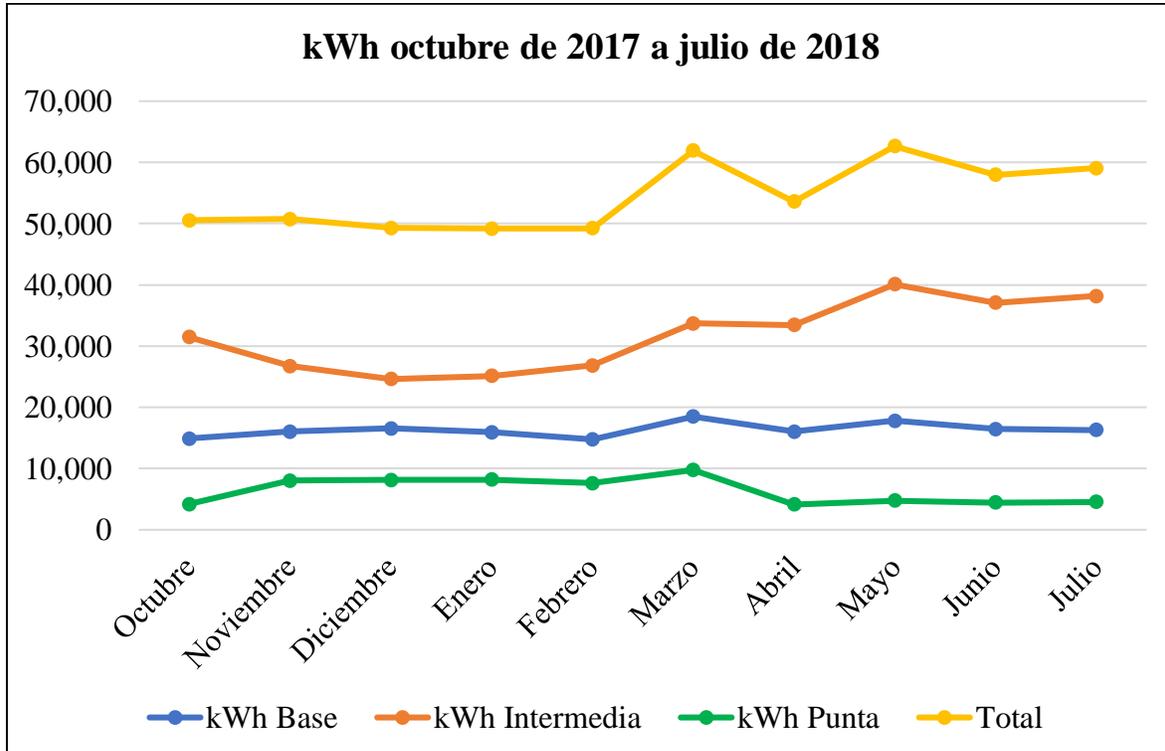


Fig. 47. Consumos de energía (kWh) de la terminal oct 2017 a jul 2018. Fuente: Propia

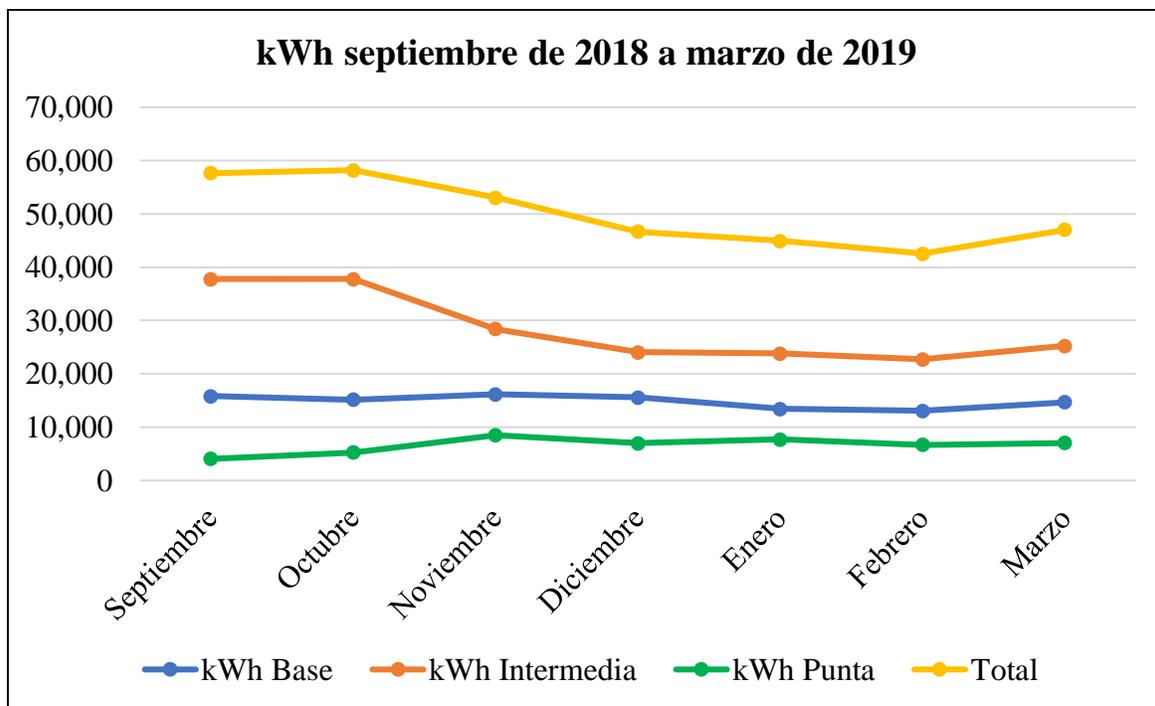


Fig. 48. Consumos de energía (kWh) de la terminal sep 2018 a mar 2019. Fuente: Propia

Estas gráficas muestran los consumos mensuales registrados de energía activa (*kWh*) en los tres periodos distintos correspondientes a la tarifa GDMTH y el total. Se sabe que cada periodo tiene un respectivo costo de facturación, por lo tanto, si conocemos los costos de cada periodo en cada mes, podemos ver cuántos son los gastos por la energía activa (*kWh*) en un determinado periodo.

A continuación, se muestra brevemente la metodología aplicada que se realiza para el análisis de los cargos por la energía.

Con el fin de analizar el impacto del consumo en el aspecto económico, en la página de la Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/Index.aspx>), en la sección de “Tarifas” podemos encontrar los esquemas tarifarios, en este caso considerando que se desean ver los costos por la energía del mes de enero al mes de julio de 2018, se selecciona el “Esquema tarifario vigente” y para este caso de la terminal de Pemex seleccionamos la parte de “Industria”.

A continuación, buscamos la tarifa en la que se encuentra nuestro servicio eléctrico, en este caso es la tarifa GDMTH, la cual está situada en la parte de tarifas generales. Para obtener la información basta con seleccionar el año, el mes, el estado (Chiapas para este caso), el municipio (Tuxtla Gutiérrez para este caso) y por consiguiente la división que por automático nos indica que es sureste.

Al terminar de ingresar los datos, inmediatamente nos sale una tabla de la siguiente forma:

Sureste

Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	ENE-18
GDMTH	Gran demanda en media tensión horaria	-	Fijo	\$/mes	723.78
		Base	Variable (Energía)	\$/kWh	0.5457
		Intermedia	Variable (Energía)	\$/kWh	0.8867
		Punta	Variable (Energía)	\$/kWh	0.9845
		-	Distribución	\$/kW	134.22
		-	Capacidad	\$/kW	158.04

Fig. 49. Costos del mes de enero de 2018. Fuente: CFE

De esta forma vamos recabando los costos de la energía variable de cada mes, y apoyándonos de la hoja de cálculo, tabularemos los consumos del periodo determinado y multiplicaremos la energía consumida en cada periodo (*kWh*) por su respectivo costo (*\$/kWh*).

A continuación, en la *Fig. 50* y *Fig. 51*, se muestran las gráficas resultantes de las tablas, las cuales se encuentran en el “Anexo (Tablas y gráficas de reportes de consumos)” en la sección “Cargos por energía”:

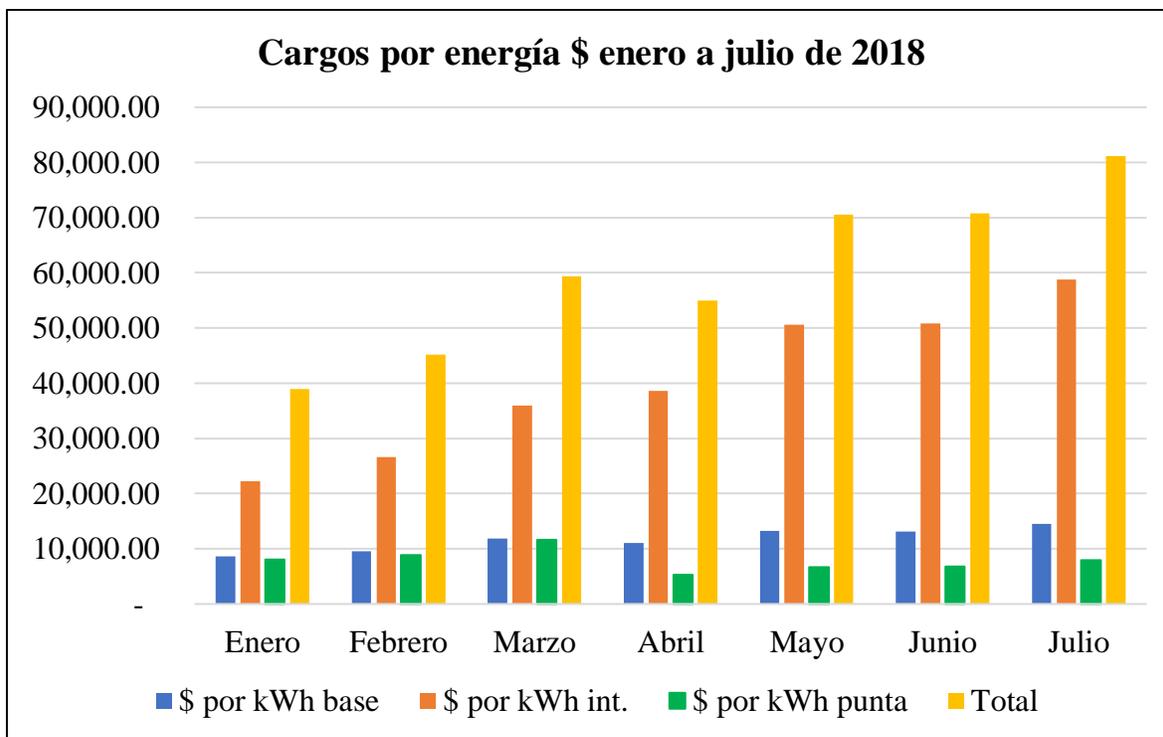


Fig. 50. Cargos por el consumo de energía (kWh) ene-jul 2018. Fuente: Propia

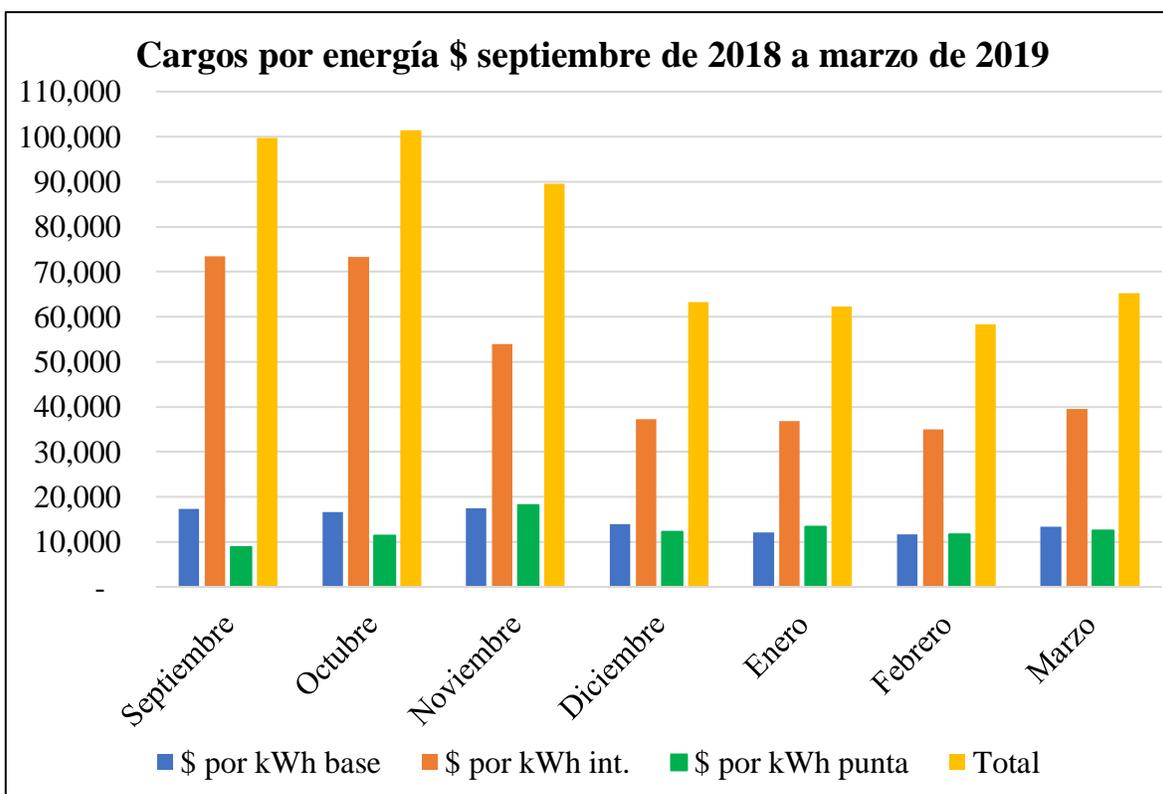


Fig. 51. Cargos por el consumo de energía (kWh) sep 2018 a mar 2019. Fuente: Propia

Como se puede apreciar en las gráficas anteriores, específicamente en la *Fig. 50*, los costos en el periodo base aumentan gradualmente, pero esto no es un incremento considerable en relación a los costos por la energía en el periodo intermedio, ya que en el mes de enero se registró un cargo por la energía en intermedio por \$ 22,290.75 y en julio se terminó registrando un cargo por la energía en ese mismo periodo de \$ 58,806.31, esto es aproximadamente un 38 % de aumento en el costo por la energía en ese periodo.

A continuación, se analizará el consumo de la energía en ese mismo lapso mensual, para poder determinar qué es lo que ocasionó este impacto económico, y determinar si fue el consumo de la energía activa o el aumento de los costos a través del tiempo.

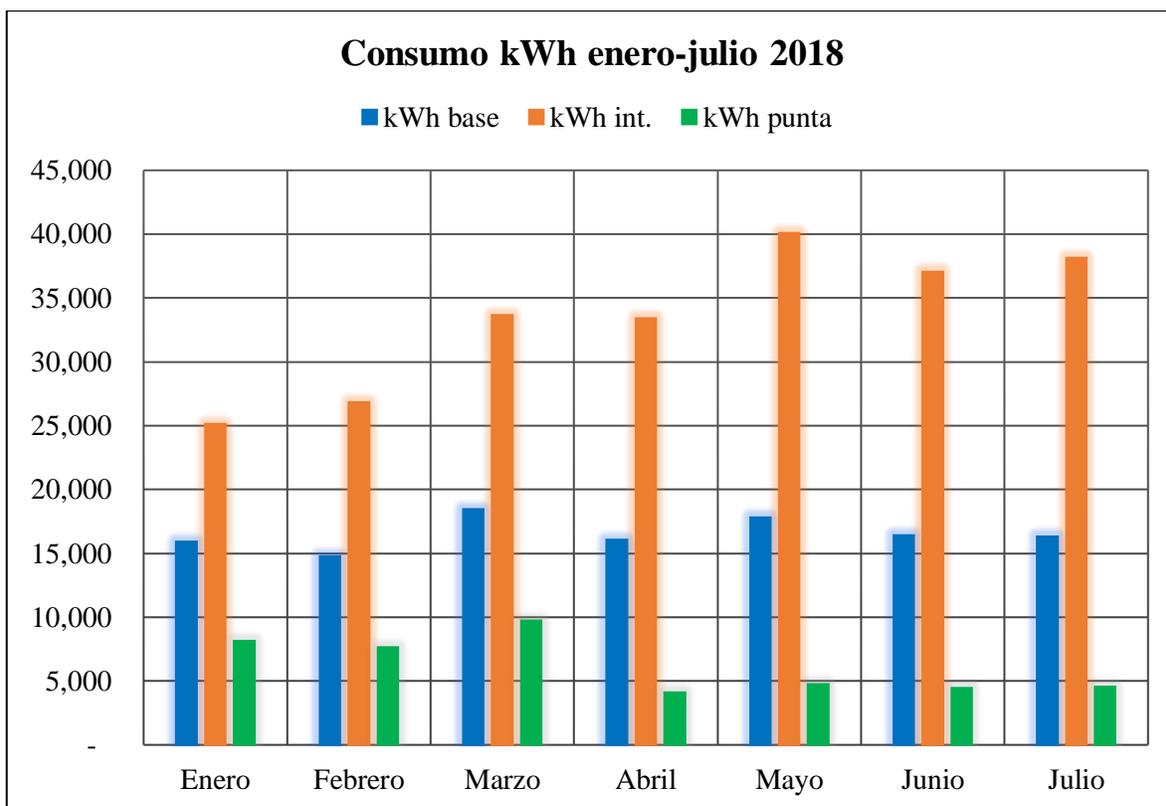


Fig. 52. Consumo de energía (kWh) ene-jul 2019. Fuente: Propia

Comparando ambas gráficas de la *Fig. 50* y *Fig. 52*, podemos observar cierta proporcionalidad en los consumos en relación a los costos por la energía, pero hasta cierto punto, ya que por ejemplo, en el mes de mayo de 2018 obtuvimos un consumo en el periodo intermedio de 40,074 kWh y durante junio y julio el consumo se mantuvo por debajo de mayo en ese mismo periodo (intermedio) con 37,058 kWh y 38,176 kWh respectivamente, sin compararnos estos tres consumos con los cargos registrados nos daremos cuenta del impacto que tuvieron los costos de la energía en este periodo, ya que por mayo, junio y julio se tienen respectivamente \$ 50,625.48, \$ 50,858.40 y \$ 58,806.31 por facturar en el periodo intermedio.

En la Fig. 53, podemos ver claramente el impacto del aumento de los costos de la energía en relación con el consumo del periodo mayo-julio de 2018.

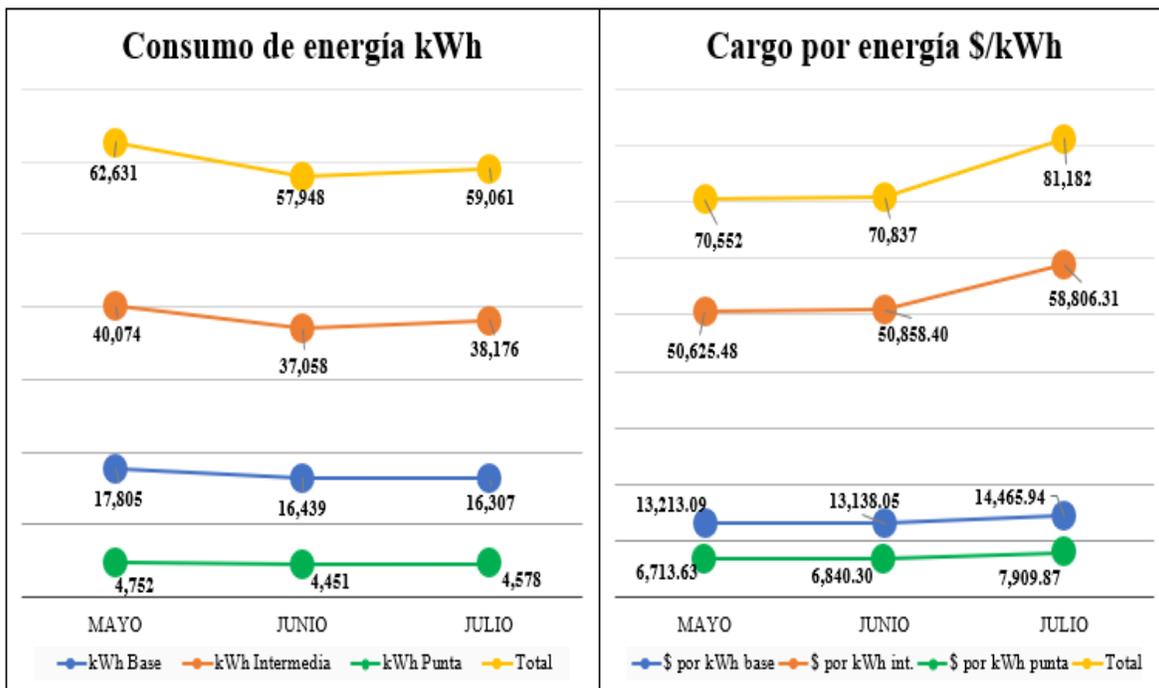


Fig. 53. Relación entre consumo (kWh) y cargo (\$/kWh) may-jul 2018. Fuente: Propia

Se aprecia claramente en la Fig. 53 en la parte de la izquierda la disminución del consumo, por lo cual se podría suponer a una disminución en los costos \$/kWh proporcionalmente, sin embargo, si observamos en el lado de la derecha, los cargos van en aumento.

Con la gráfica de la Fig. 52, de igual forma se puede apreciar la diferencia de consumos en el periodo base y punta de enero-marzo, sin embargo, al corroborar los costos en la gráfica de la Fig. 50, se aprecia que para ambos periodos en ese lapso los cargos por consumo (\$/kWh) son similares.

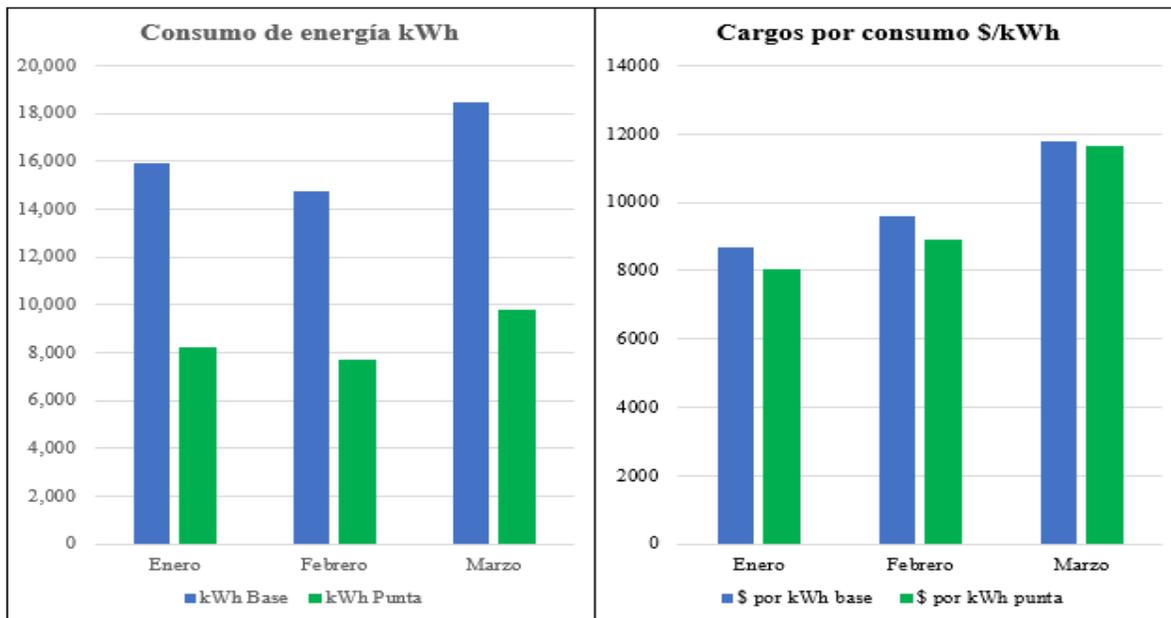


Fig. 54. Consumo (kWh) y cargos por consumo (\$/kWh) de ene-mar 2018. Fuente: Propia

Con el análisis anterior de la Fig. 54, podemos corroborar el impacto que tiene el consumo en el periodo de punta, en el cuál la energía es más cara. Sin embargo, al llevar lo anterior a una comparación en el historial mensual nos damos cuenta de que, aunque los costos de la energía (\$/kWh) en base y punta son considerablemente distintos en un solo mes, no siempre resulta decir que al consumir en un rango determinado de meses menos energía en el periodo punta comparado con otro rango de meses de igual tendremos una facturación total por la energía menor.

El análisis siguiente explica claramente el impacto de los costos de la energía a través del tiempo y con respecto a lo mencionado en el párrafo anterior no siempre un consumo menor en punta nos brindará menor costo total de la energía.

El análisis consiste en comparar de la gráfica anterior el periodo enero-marzo y abril-junio. Se puede apreciar claramente los periodos de operación de enero-marzo con un consumo más elevado en el periodo punta respecto al periodo abril-junio, por lo contrario los consumos de abril-junio tienen un consumo más elevado en el periodo intermedio respecto a enero-marzo.

El consumo total de energía en el periodo enero-marzo fue de 160,405 kWh con un costo total de \$ 143,481, mientras que en el periodo abril-junio el consumo fue de 174,196 kWh con un costo total de \$ 196,335. En conclusión, a lo anterior, tenemos que, aunque enero-marzo se registró un mayor consumo en punta, el consumo mayor en el periodo intermedio de abril-junio junto con el aumento en los costos totales de la energía, hicieron que en abril-junio con menor consumo en la demanda punta se tuviera un mayor gasto total.

Se necesita siempre considerar los costos variables de la energía cuando se comienzan proyectos implementando un cambio de horarios en la operación, buscando reducir los consumos en punta hay que considerar que el periodo intermedio a pesar de que es menos caro que el periodo punta, un cambio considerable del periodo punta al periodo intermedia no siempre tendrá un beneficio en la facturación por la energía si no hay un correcto manejo de los horarios y en general de los consumos.

A continuación, en la Fig. 55, se muestra una gráfica con los costos variables de la energía en cada mes del año 2018 con el fin de analizar los impactos ya mencionados de los costos, la tabulación se encuentra en el “Anexo (Costos y cargos de la energía GDMTH)” en la sección, “Costos de la energía b, i y p”.

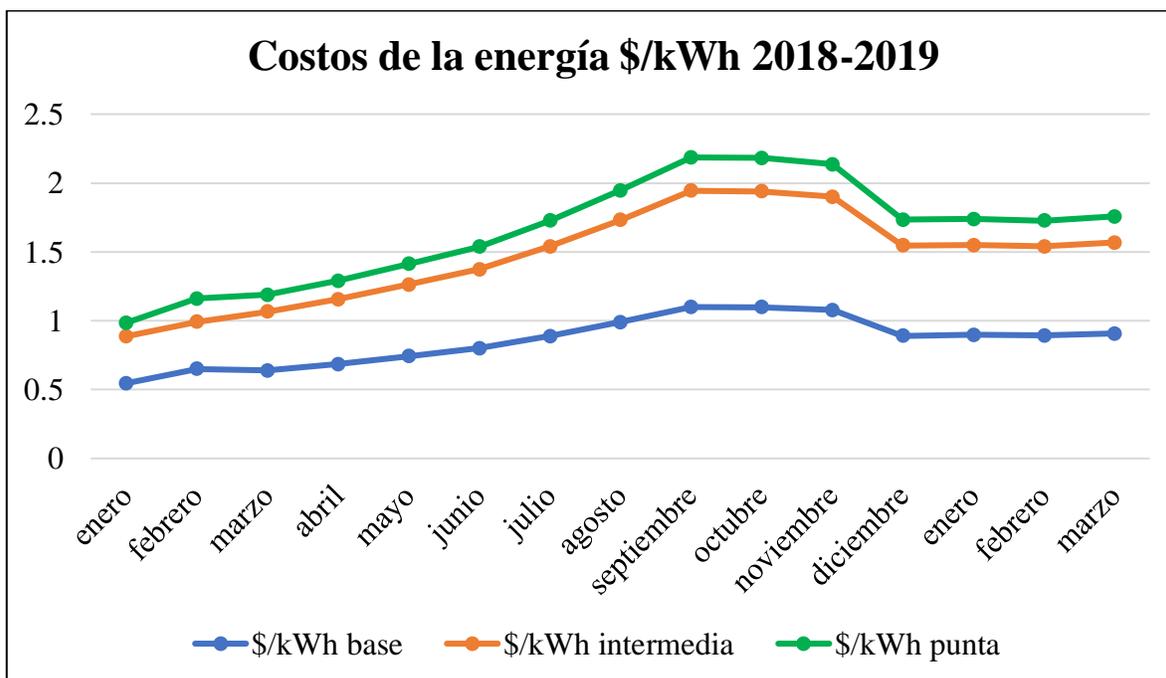


Fig. 55. Costos de la energía obtenidos de la página de la Comisión Federal de Electricidad de enero de 2018 a marzo de 2019. Fuente: Propia

En el gráfico anterior, podemos ver claramente el aumento de los costos de la energía variable en cada mes del 2018 e inicios del 2019. Y se puede ver claramente cómo se comportan los costos y el impacto que podemos intuir ante los consumos de energía eléctrica.

En el análisis siguiente compararemos los consumos del mes de enero de 2018 y enero de 2019. Si nos vamos a la sección “Consumos kWh por periodos” del “Anexo (Tablas y gráficas de reportes de consumos)”, podemos ver que los consumos de enero de 2019 son relativamente menores en los tres periodos y por consiguiente en el total. En la Tabla 8, se muestra una tabla de comparativa de esta situación:

Tabla 8. Comparación de consumos (kWh) de ene-2018 y ene-2019. Fuente: Propia

Mes	Consumos kWh			
Enero	base	intermedia	punta	total
2018	15,910	25,139	8,165	43,067
2019	13,433	23,795	7,714	39,247

Sin embargo, en cuestión a los costos se esperaría la misma proporcionalidad y una menor facturación por el consumo de la energía en el mes de enero de 2019, pero lo que sucede es lo siguiente:

Tabla 9. Comparación de los cargos por consumo de energía \$ de ene/2018 y ene/2019. Fuente: Propia

Mes	Cargos por consumo de energía \$			
Enero	base	intermedia	punta	total
2018	8,682.09	22,290.75	8,038.44	39,011.28
2019	12,044.03	36,877.49	13,400.76	62,322.28

Podemos ver claramente el impacto que tuvo el incremento de los costos de la energía, ya que a pesar del menor consumo del mes de enero de 2019 comparado con el de enero de 2018, los costos son considerablemente mayores, aunque el consumo haya sido menor. Con el ejemplo anterior nos podemos dar cuenta de la compensación de los costos en relación con el consumo eléctrico.

Considerando el comportamiento de los costos en la gráfica de la *Fig. 55*, podemos ver que de noviembre a diciembre de 2018 estos costos disminuyen nivelándose de diciembre de 2018 a marzo de 2019 manteniéndose con una menor variación del aumento comparado con el año anterior. Esto se ve reflejado en la gráfica de la *Fig. 51*, ya que el comportamiento del consumo respecto a los cargos ya es más proporcional.

Podemos concluir respecto a los cargos por la energía consumida, que el mayor gasto se tiene por el periodo intermedio, y esto se ve claramente en las gráficas de los cargos por consumos, esto es un indicador del horario del consumo (*kWh*) mas fuerte de la terminal.

Así como estos tipos de análisis anteriormente planteados, podemos hacer muchos más conforme mas reportes se vayan añadiendo al historial, ya que si estos se demuestran de manera gráfica es más fácil detectar comportamientos fuera de lo estimado en cuanto al consumo y los cargos de la energía activa (*kWh*).

3.3.2 Análisis del Consumo de los *kVArh*

Para analizar los consumos de energía reactiva de la terminal, concentraremos los datos de los (*kVArh*) que se obtendrán del “Anexo (Reportes de consumos)” de los periodos octubre de 2017 a julio de 2018 y septiembre de 2018 a marzo de 2019.

Para realizar este análisis, a continuación, se explica brevemente la metodología utilizada en este proceso utilizando como apoyo el reporte mensual del mes de febrero de 2018.

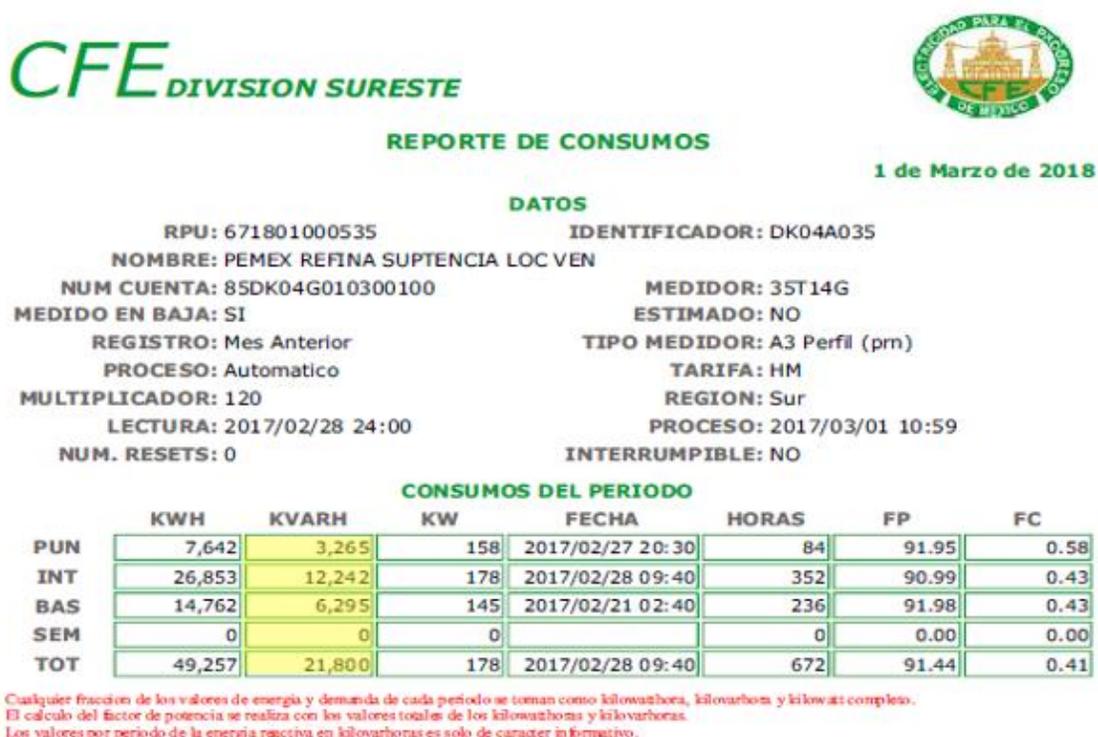


Fig. 56. Reporte de consumos de la terminal del mes de febrero de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Resultados en amarillo tenemos los datos seleccionados de cada reporte, estos se concentran en la sección “Consumos *kVArh*” del “Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)”. Lo siguiente es graficar las tablas resultantes. A continuación, se muestran ambas gráficas de cada periodo tabulado respectivamente.

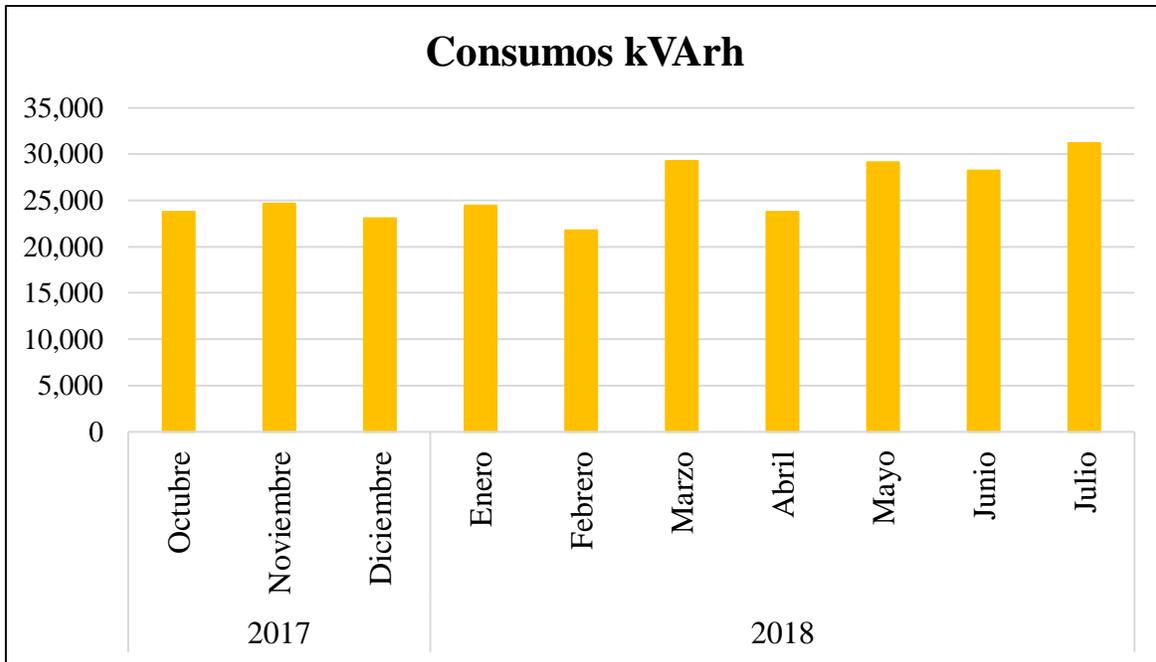


Fig. 57. Consumos de (kVArh) de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

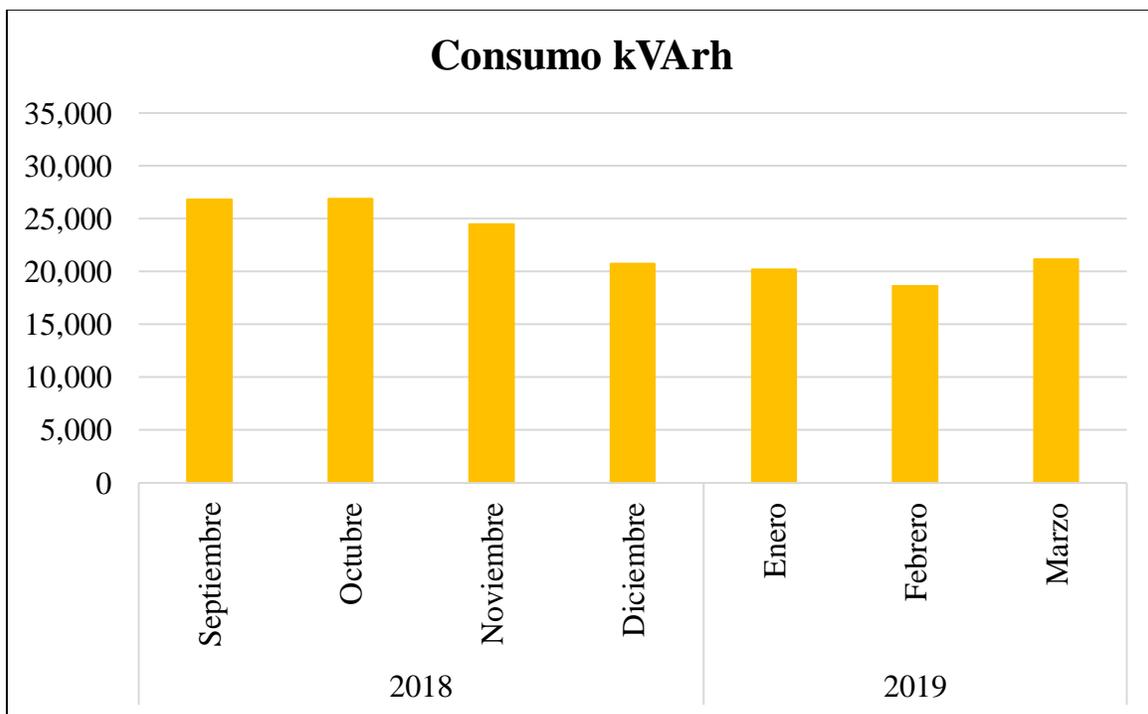


Fig. 58. Consumos de (kVArh) de sep-2018 a mar-2019. Fuente: Propia

Las gráficas anteriores *Fig. 57* y *Fig. 58*, anteriores contienen el total de energía reactiva consumida por la terminal, a continuación, se muestran estos consumos desglosados en los distintitos tres periodos de la tarifa (base, intermedia y punta) respectivamente.

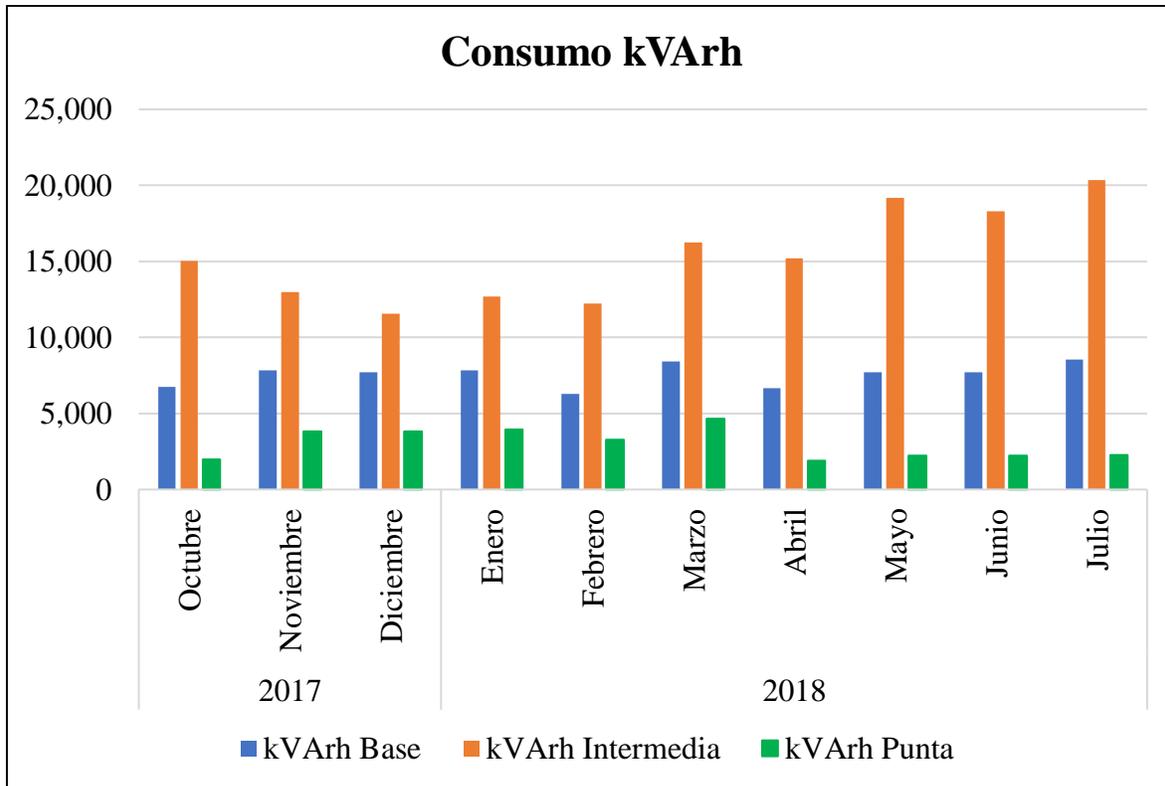


Fig. 59. Consumos de (kVArh) b, i y p de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

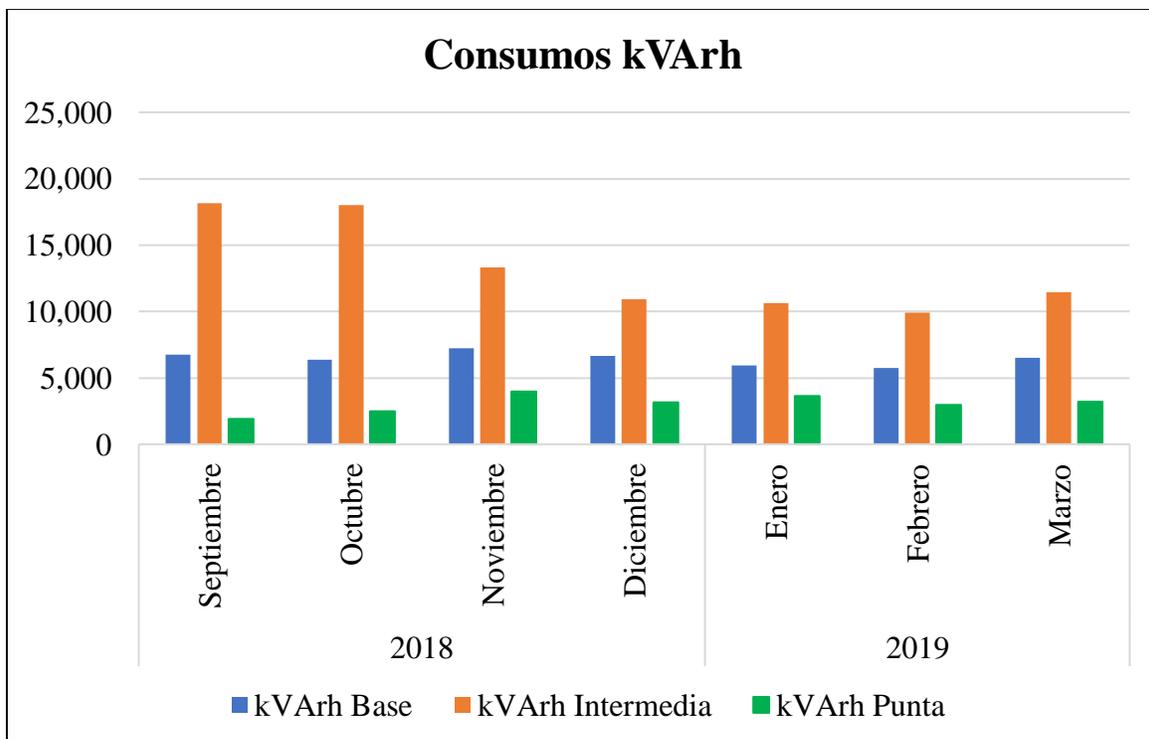


Fig. 60. Consumos de (kVArh) b, i y p de sep-2018 a mar-2019. Fuente: Propia

Comparando ambos gráficos Fig. 59 y Fig. 60, podemos ver que la demanda de energía reactiva de la red se ha ido reduciendo al igual que el consumo de energía activa, esta cantidad de energía reactiva que se consume se verá reflejada más adelante en el análisis del factor de potencia.

A diferencia de la energía activa (kWh) que es la energía que La Comisión Federal de Electricidad nos cobra por consumo directamente y se convierte en trabajo útil, la energía reactiva ($kVArh$) que es la potencia reactiva $kVAr$ en función del tiempo, no se consume ni sirve para calentar y se asocia con todos los equipos que para su funcionamiento precisen de bobinas, es decir, aquellos que funcionan con motores o transformadores alimentados en corriente alterna, principalmente en esta instalación de Pemex se debe al consumo de los motores eléctricos.

3.3.3 Análisis del concepto de Demanda kW

El control de los distintos consumos que tengamos registrados nos permitirá saber el porqué de nuestros costos de facturación eléctricos. Por la parte de energía activa kWh , el análisis de los datos considerando los costos variables de la energía de cada mes, nos permiten saber esa parte de la facturación eléctrica (cargos por energía), la parte en la energía reactiva $kVArh$ nos permitirá comprender el comportamiento del factor de potencia y las bonificaciones o penalizaciones que pudiésemos tener. Por otra parte, los datos de demanda en kW relacionados con los cargos fijos nos permiten saber esa parte de la facturación total (cargos por demanda).

El cargo fijo por demanda ($\$/kW$) está desglosado por el cargo por distribución y por capacidad. La correcta administración de la demanda nos beneficiará en cuanto los costos en la facturación.

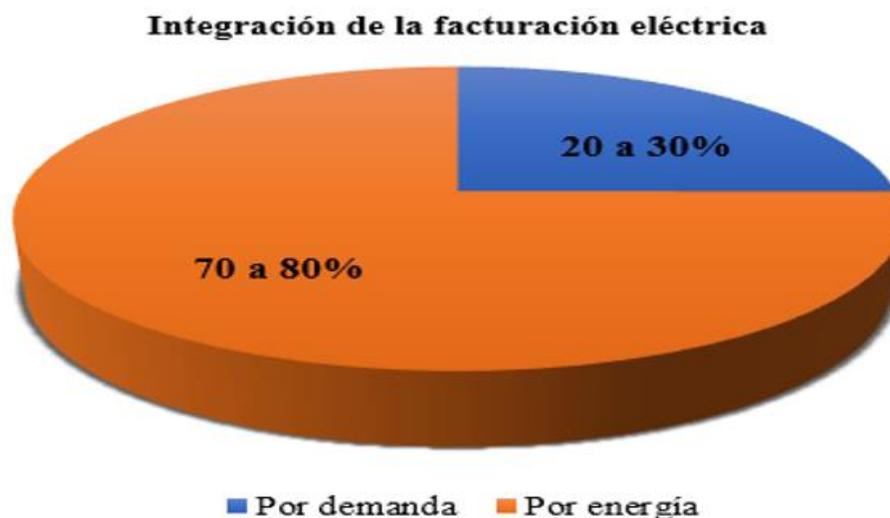


Fig. 61. Integración de la factura con información obtenida del PAESE. Fuente: Propia

La tarifa actual de la terminal Gran demanda en media tensión horaria (GDMTH), cuenta con cargos por demanda. La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kW, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente, cualquier fracción de kW de demanda medida se tomará como kilowatt completo.

Para realizar el análisis de las demandas de la terminal, se seleccionan los reportes mensuales de los periodos octubre de 2017 a julio de 2018 y septiembre de 2018 a marzo de 2019, estos reportes se encuentran en el “Anexo (Reportes de consumos)”. Los datos se concentran en el “Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)” en la sección “Demanda kW”.

Para realizar este análisis, a continuación, se explica brevemente la metodología utilizada en este proceso utilizando como apoyo el reporte mensual del mes de febrero de 2018.

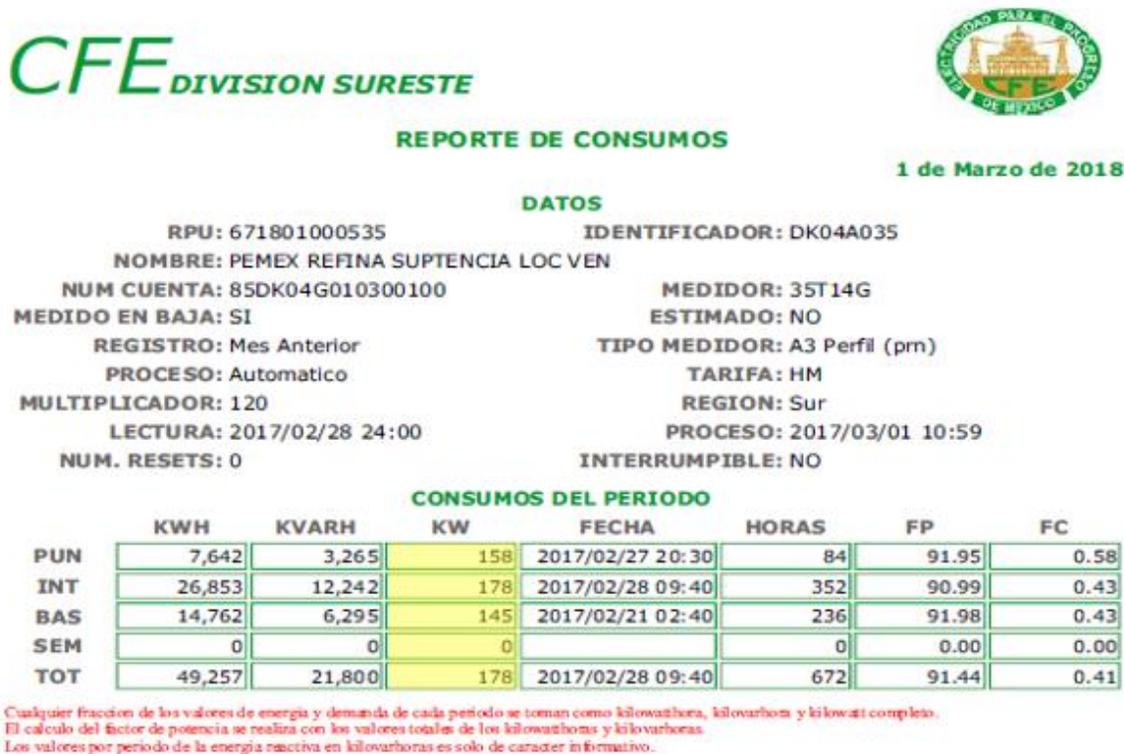


Fig. 62. Reporte de consumos de la terminal del mes de febrero de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Las gráficas de los datos registrados de los periodos seleccionados respectivamente se muestran a continuación en la Fig. 63 y Fig. 64:

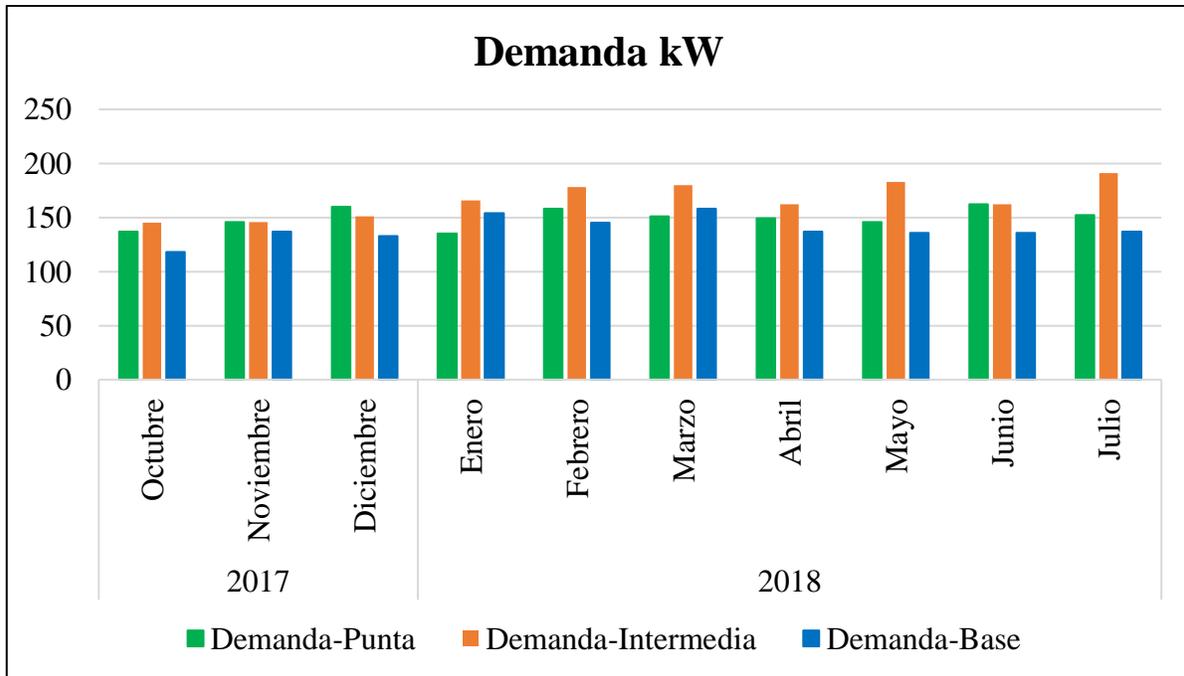


Fig. 63. Niveles de demanda (kW) oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

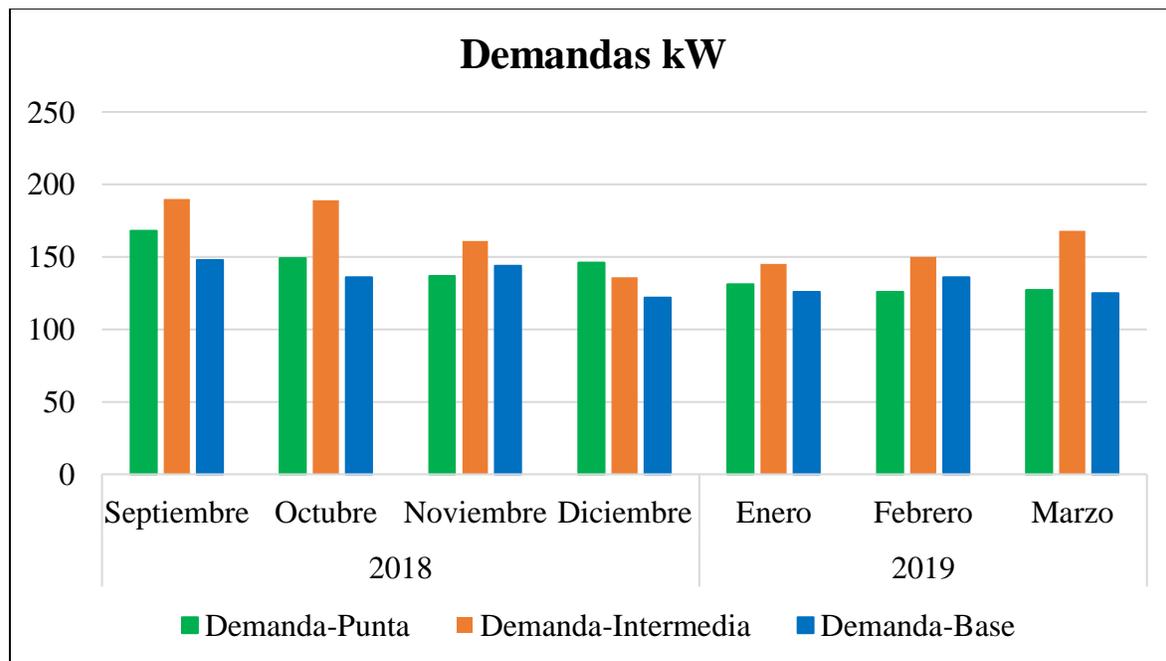


Fig. 64. Niveles de demanda (kW) sep-2018 a mar-2019. Fuente: Propia

En el caso de las demandas registradas en los distintos periodos (base, intermedia y punta), a diferencia de la energía activa (kWh) y la energía reactiva ($kVArh$) que se suman las mediciones máximas registradas en los distintos periodos y se puede obtener un total de las tres, para el caso de la demanda la que se registra es la demanda máxima registrada de los

tres periodos para facturar por cargos fijos en el caso del cargo por distribución y la demanda en punta para el cargo por capacidad.

En la *Fig. 65* y *Fig. 66*, se muestran los gráficos de los mismos datos de la demanda en los tres periodos respectivamente, considerando ahora la demanda máxima. Esto con el fin de ver de otra forma gráfica el comportamiento de los kW de demanda máxima. Los datos de las gráficas siguientes se encuentran en el “Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)” en la sección “Demanda (kW)”.

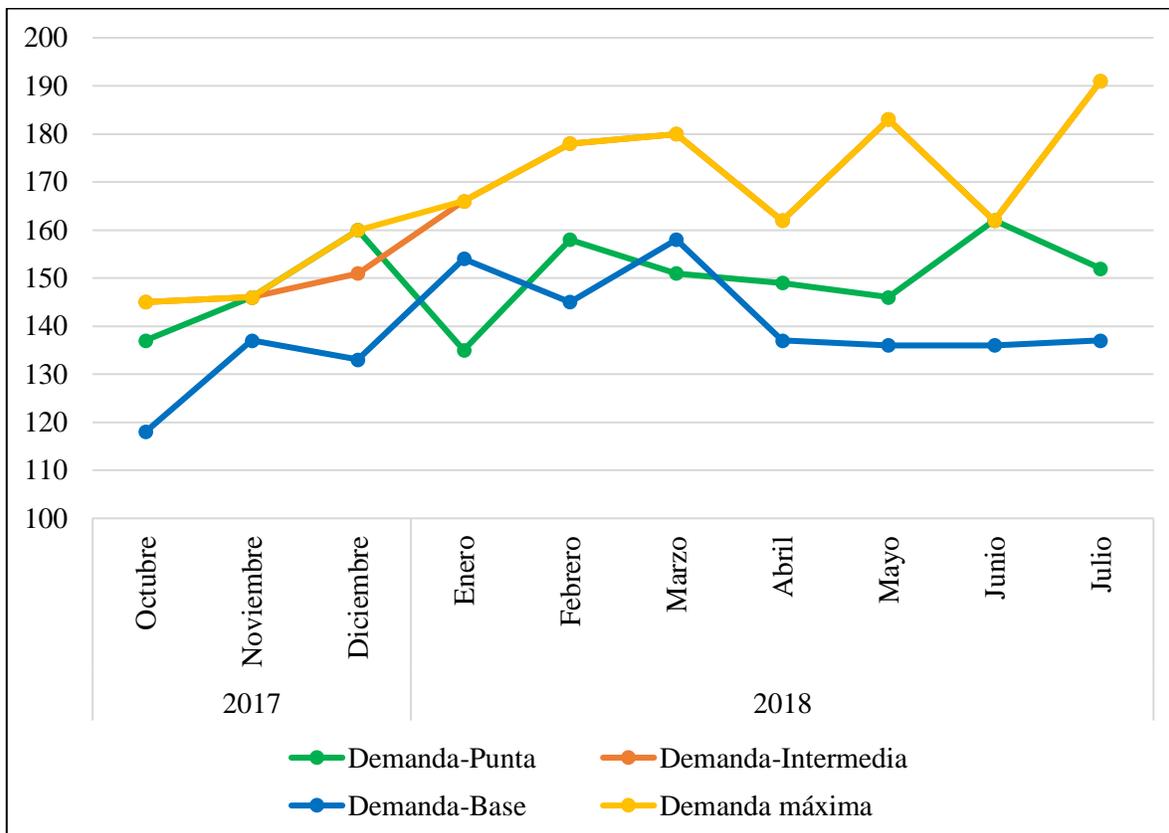


Fig. 65. Demanda máxima del mes de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

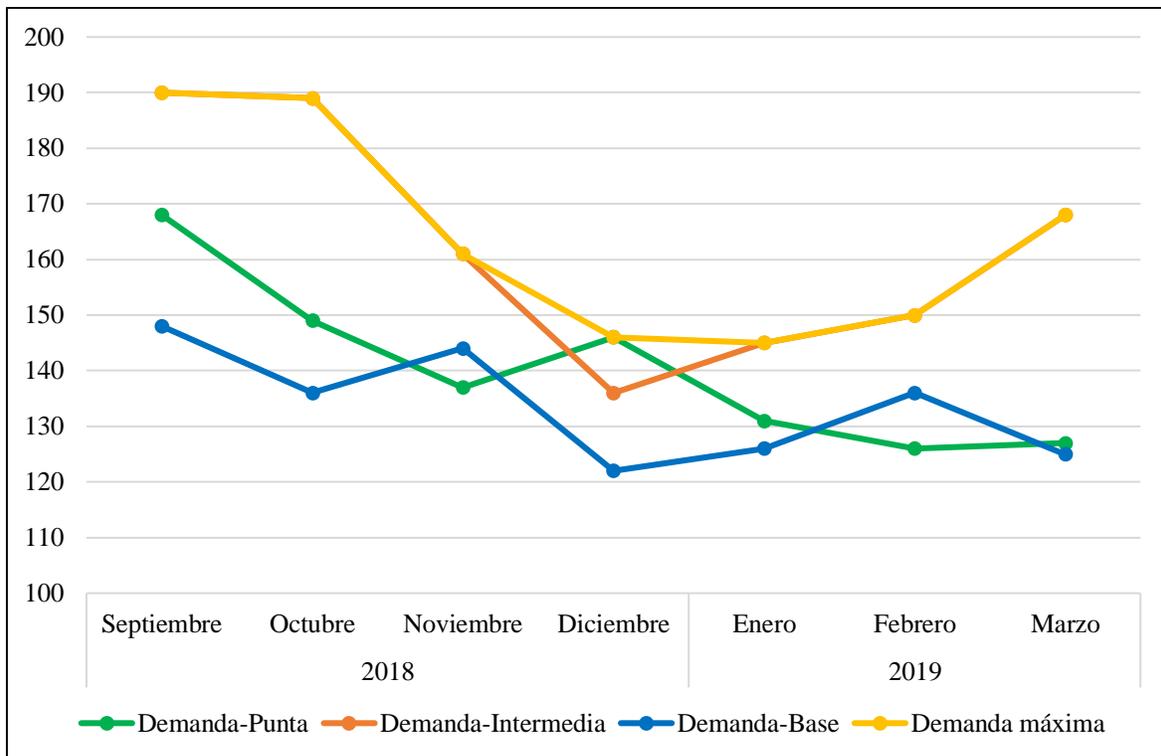


Fig. 66. Demanda máxima del mes de sep-2018 a mar-2019. Fuente: Propia

Una correcta administración de la demanda nos traerá beneficios en cuanto a la facturación de la energía eléctrica. Más adelante en el subtema “3.4 Análisis y control de la demanda” se explica de qué manera tiene impacto este concepto de demanda en cuestión a la facturación.

3.3.4 Factor de potencia (FP)

Al igual que en los conceptos anteriores, se tabulan en el “Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)” en la sección “Factor de potencia” los datos de factor de potencia registrados en los reportes mensuales de los periodos que comprenden de octubre de 2017 a julio de 2018 y septiembre de 2018 a marzo de 2019, los cuales se encuentran en el “Anexo (Reportes de consumos)”.

A continuación, se realiza un análisis trigonométrico explicando de donde se obtiene ese dato total del factor de potencia de cada reporte mensual (remarcado en amarillo). Para este análisis se utiliza el reporte de consumos del mes de enero de 2018.

REPORTE DE CONSUMOS

1 de Febrero de 2018

DATOS

RPU: 671801000535 IDENTIFICADOR: DK04A035
 NOMBRE: PEMEX REFINA SUPTENCIA LOC VEN
 NUM CUENTA: 85DK04G016001300 MEDIDOR: 35T14G
 MEDIDO EN BAJA: SI ESTIMADO: NO
 REGISTRO: Mes Anterior TIPO MEDIDOR: A3 Perfil (pm)
 PROCESO: Automatico TARIFA: HM
 MULTIPLICADOR: 120 REGION: Sur
 LECTURA: 2018/01/31 24:00 PROCESO: 2018/02/01 11:46
 NUM. RESETS: 0 INTERRUPTIBLE: NO

CONSUMOS DEL PERIODO

	KWH	KVARH	KW	FECHA	HORAS	FP	FC
PUN	8,165	3,964	135	2018/01/24 19:10	96	89.95	0.63
INT	25,139	12,675	166	2018/01/10 13:40	394	89.29	0.38
BAS	15,910	7,826	154	2018/01/19 00:25	254	89.73	0.41
SEM	0	0	0		0	0.00	0.00
TOT	49,214	24,464	166	2018/01/10 13:40	744	89.54	0.4

Cualquier fracción de los valores de energía y demanda de cada periodo se toman como kilowatt-hora, kilovatio-hora y kilowatt complejo.
 El cálculo del factor de potencia se realiza con los valores totales de los kilowatt-hora y kilovatio-hora.
 Los valores por periodo de la energía reactiva en kilovatio-hora es solo de carácter informativo.

Fig. 67. Reporte de consumos de la terminal del mes de enero de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Sabemos que la energía es,

$$Energía = Potencia \times tiempo$$

Entonces para obtener la Potencia despejamos de la fórmula anterior y obtenemos,

$$Potencia = \frac{Energía}{tiempo}$$

Considerando el desarrollo anterior sustituiremos los *kWh* y *kVarh* del reporte de enero de 2018 en el término de energía respectivamente y obtendremos como resultado de la división *kW* y *kVarh*.

Sabemos que $1h = 3600s$, por lo tanto, para la potencia activa *P*

$$P = \frac{49,214 kWh}{3600s} = 13.6705 kW$$

Mientras que, para la potencia reactiva Q

$$Q = \frac{24,464 \text{ kVArh}}{3600s} = 6.7955 \text{ kVAr}$$

Ahora tenemos la siguiente condición,

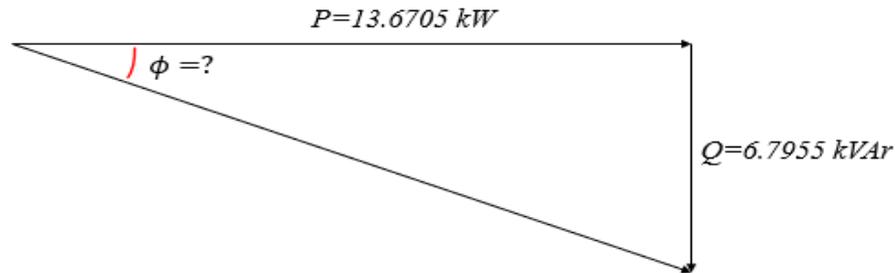


Fig. 68. Triangulo de potencias. Fuente: Propia

Donde trigonométricamente hablando P y Q representan el cateto adyacente y el cateto opuesto respectivamente, entonces podemos obtener la tangente del ángulo ϕ

$$\tan\phi = \frac{Q}{P} = \frac{6.7955}{13.6705} = 0.4971$$

Para obtener el ángulo ϕ despejamos

$$\phi = \tan^{-1}(0.4971) = 26.4319^\circ$$

Por lo tanto, el factor de potencia promedio

$$FP = \cos(26.4319) = 0.8954$$

Cómo se puede apreciar, el resultado obtenido es el valor de factor de potencia, que se considera en el total, en este caso es de 89.54 para el mes de enero de 2018. Este análisis se desarrolla respectivamente en todos los reportes mensuales, A continuación, se muestran las gráficas con los valores registrados en los reportes seleccionados.

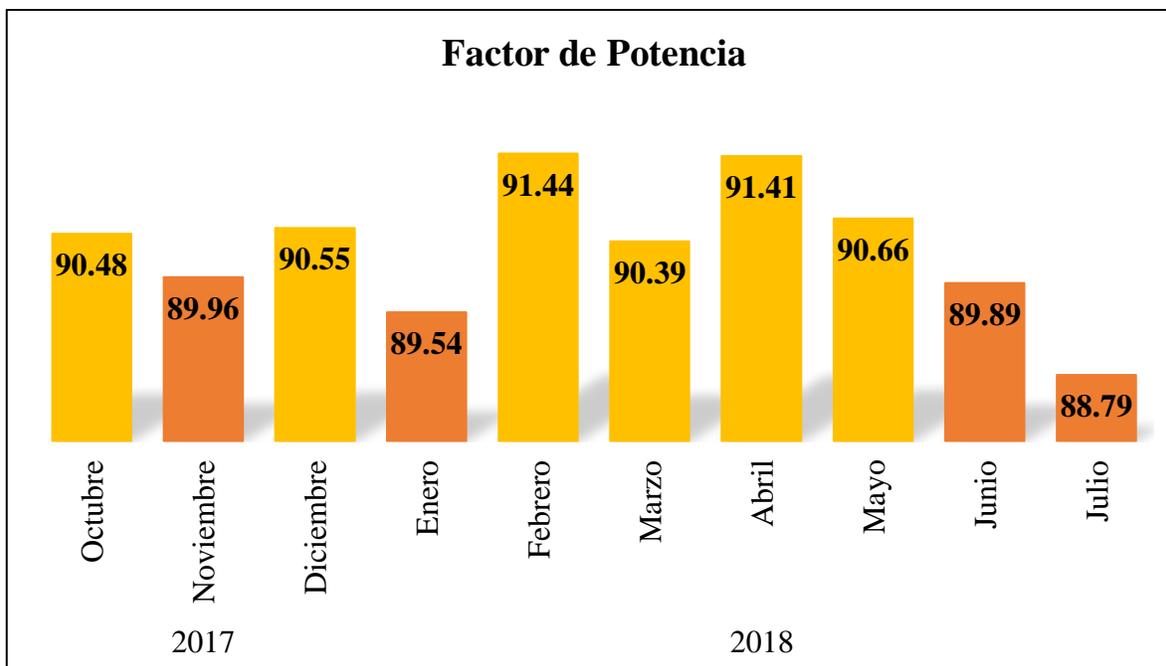


Fig. 69. Factor de potencia del mes de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

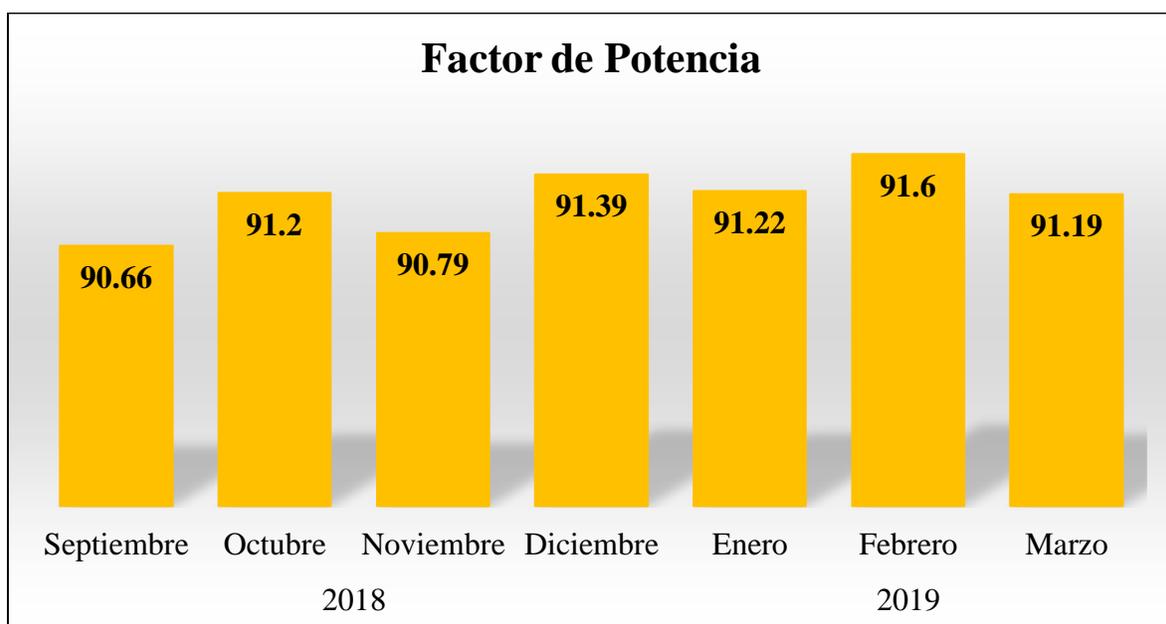


Fig. 70. Factor de potencia del mes de sep-2018 a mar-2019. Fuente: Propia

En las gráficas anteriores de la Fig. 69 y Fig. 70, en el primer periodo octubre de 2017 a julio de 2018 se registró un factor de potencia ligeramente por debajo de 0.9 (establecido como el mínimo) en el mes de noviembre de 2017 y enero, junio y julio de 2018, pero a partir de septiembre de 2018 hasta marzo de 2019 el factor de potencia ya se mantiene ligeramente por arriba del nivel establecido como mínimo.

Esto se traduce a que en los últimos periodos registrados no se presentan penalizaciones en relación con el bajo factor de potencia. En el subtema “3.5 Análisis y compensación del factor de potencia” se desarrollan análisis y se muestra la metodología necesaria para comprender y aplicar a este indicador de aprovechamiento del consumo eléctrico.

3.3.5 Análisis del Factor de carga (FC)

Al igual que en los conceptos anteriores, se tabulan en el “Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)” en la sección “Factor de carga” los datos de factor de carga registrados en los reportes mensuales de los periodos que comprenden de octubre de 2017 a julio de 2018 y septiembre de 2018 a marzo de 2019, los cuales se encuentran en el “Anexo (Reportes de consumos)”.

Para realizar este análisis, a continuación, se explica brevemente la metodología utilizada en este proceso utilizando como apoyo el reporte mensual del mes de febrero de 2018.

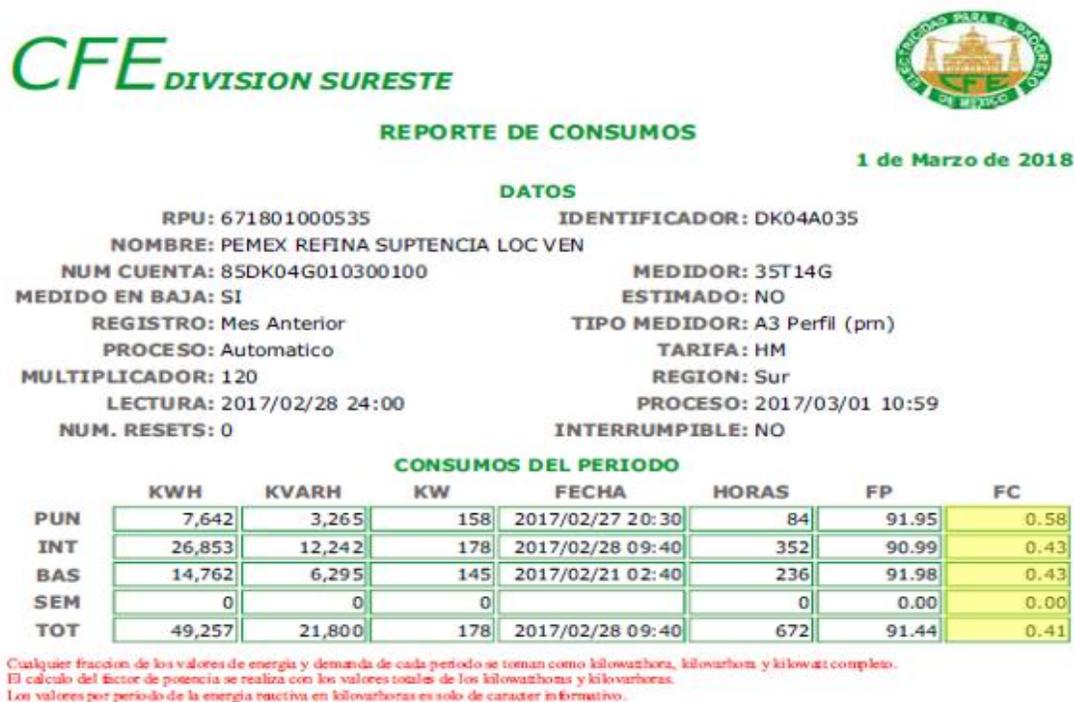


Fig. 71. Reporte de consumos de la terminal del mes de febrero de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex

En la Fig. 71, se muestra resaltado en amarillo la columna que nos indica los valores de factor de carga registrados por mes. A continuación, se muestran las gráficas de los valores de factor de potencia de los reportes seleccionados respectivamente.

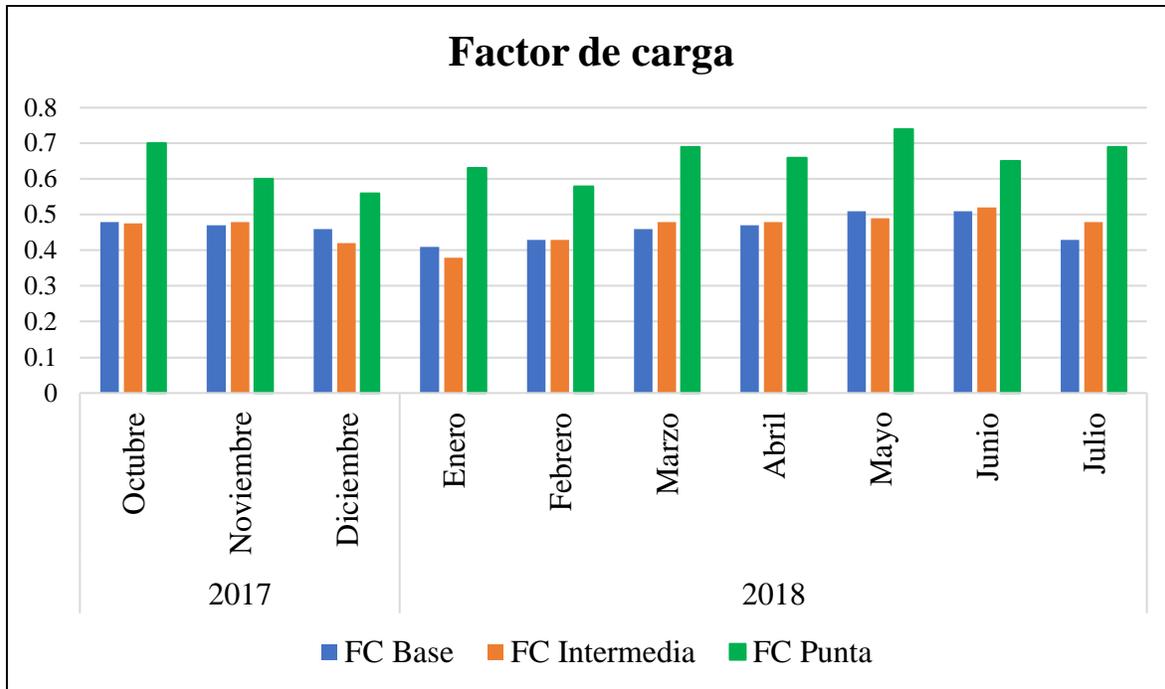


Fig. 72. Factor de carga registrado en los distintos periodos de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

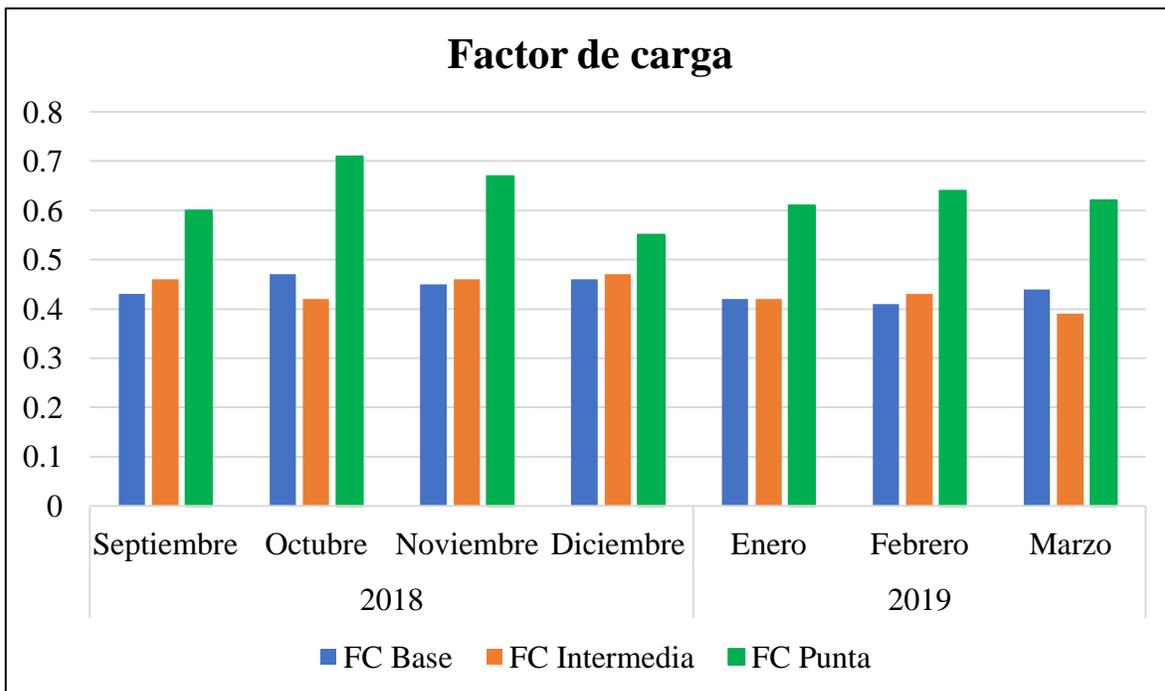


Fig. 73. Factor de carga registrado en los distintos periodos de sep-2018 a mar-2019. Fuente: Propia

Como se puede observar en la Fig. 72 y Fig. 73, el factor de carga registrado en el periodo punta es el más elevado en relación con lo registrado al periodo base e intermedio. Esto se debe a que la cantidad de horas es menor en el periodo punta, esto lo podremos notar en la

fórmula que se plantea a continuación en la que se explica que el factor de carga está relacionado directamente con la demanda y las horas del periodo de facturación.

Analizando el resultado que aparece en la fila del total no corresponde a una suma total o a un promedio de los factores de carga registrados en los tres periodos, el valor total corresponde a la operación siguiente:

$$FC = \frac{kWh \text{ totales registrados en el mes}}{\text{Demanda máxima} * 24 \text{ h} * \text{días del mes}}$$

En el análisis siguiente se utiliza el reporte mensual del mes de marzo de 2019, con el fin de demostrar la fórmula anterior y comprender de qué manera se registran los datos de los reportes mensuales en relación al factor de carga.



Fig. 74. Reporte de consumos de la terminal del mes de marzo de 2019. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Sustituyendo los datos de la Fig. 74 correspondiente al reporte de marzo de 2019 en la fórmula anterior tenemos

$$FC = \frac{47,012 \text{ kWh}}{168 \text{ kW} * 24 \text{ h} * 31} = 0.38$$

Como se puede apreciar, el resultado corresponde con el registrado en el reporte mensual. A continuación, se muestran las gráficas respectivamente de los periodos que comprenden de octubre de 2017 a julio de 2018 y de septiembre de 2018 a marzo de 2019.

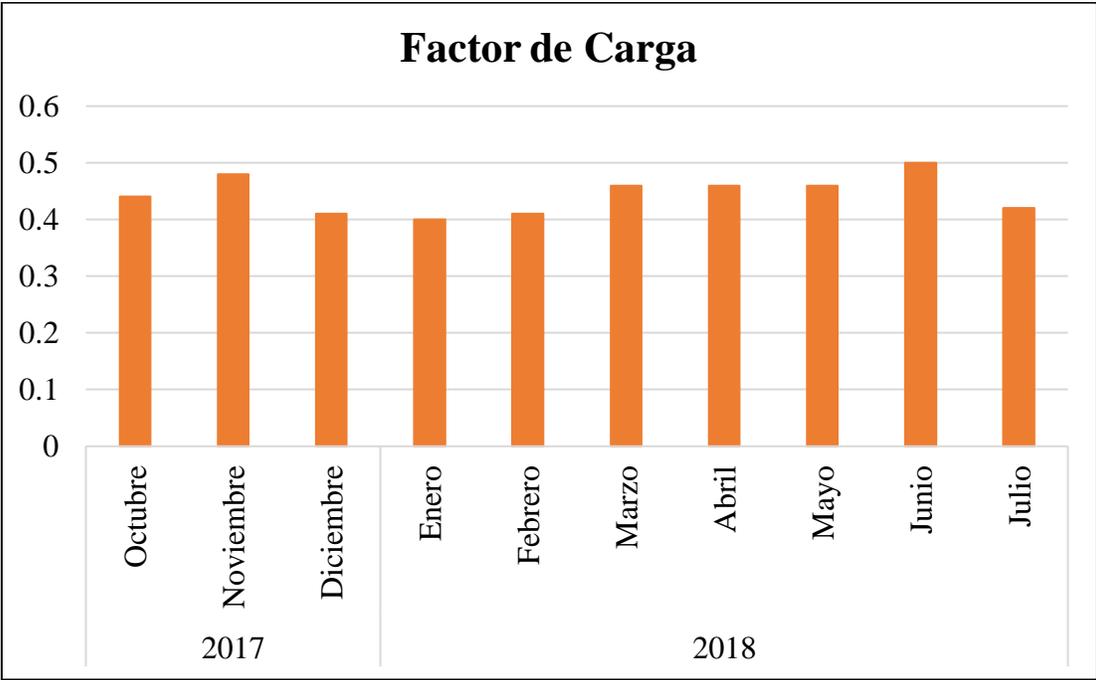


Fig. 75. Factor de carga registrado por mes de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

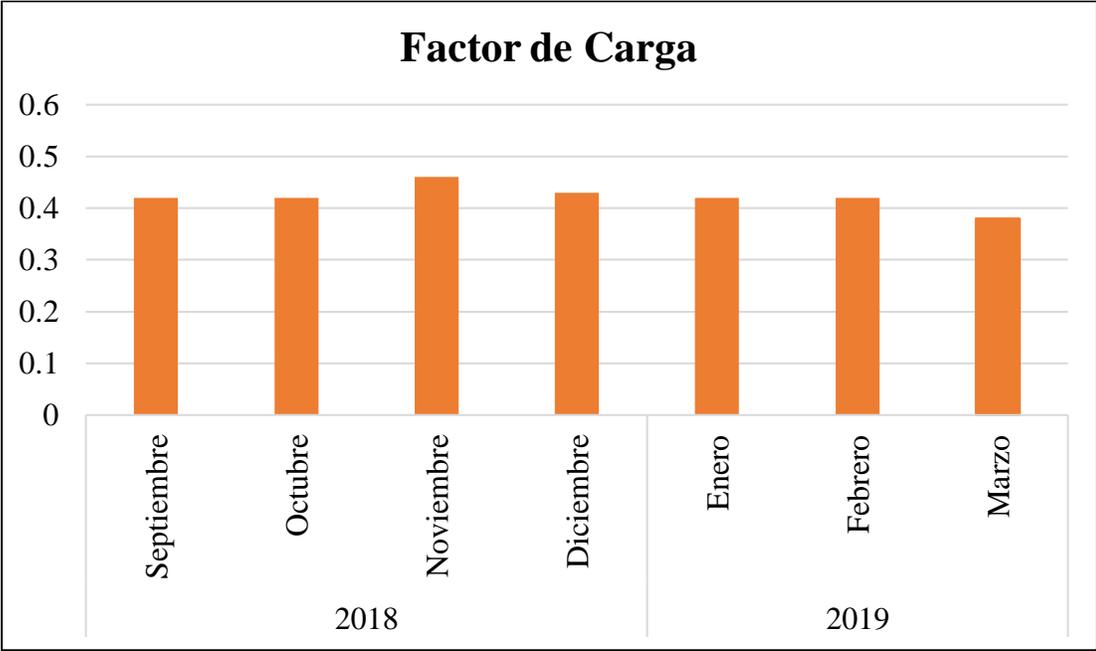


Fig. 76. Factor de carga registrado por mes de sep-2018 a mar-2019. Fuente: Propia

Las gráficas anteriores de la Fig. 75 y Fig. 76, son indicadores, que relacionan el consumo de la energía *kWh* de la terminal contra el consumo de energía proyectado de la terminal. Este factor de carga puede variar de 0 a 1, siendo preferible un valor cercano a 1. Sin embargo, la forma de operar de cada industria determinará el factor de carga. En el caso de la terminal, podemos observar en las gráficas que el factor de carga no supera 0.5, lo cual se traduce a que aproximadamente siempre por debajo del 50% de su capacidad total.

En la Fig. 77 y Fig. 78, se muestra otro tipo de gráfico con el perfil del factor de carga de la terminal.

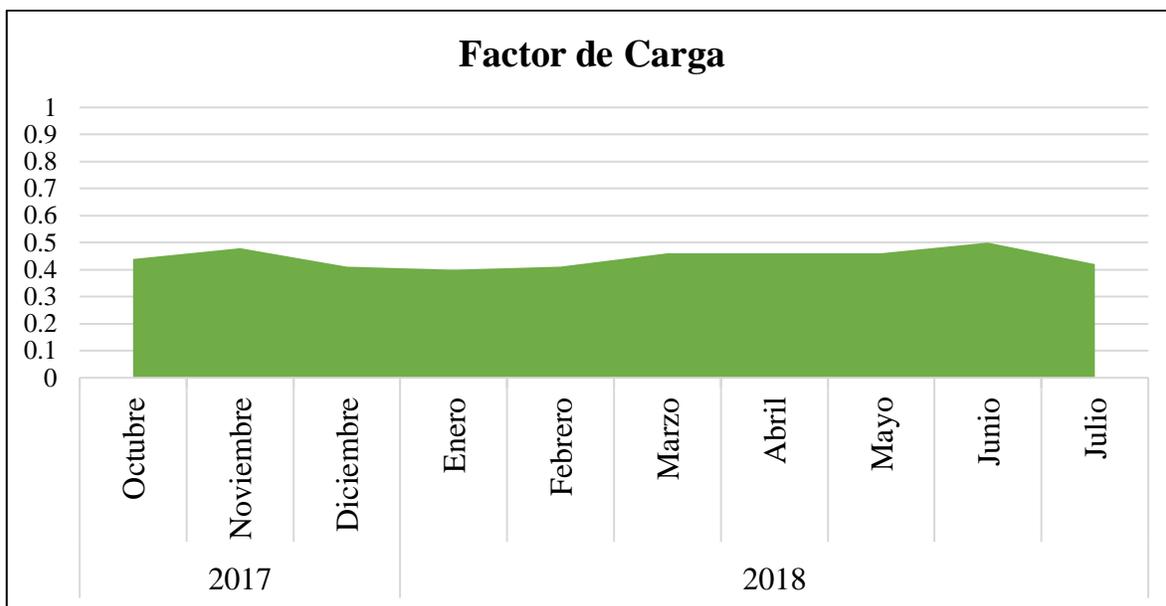


Fig. 77. Perfil del factor de carga de la terminal de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

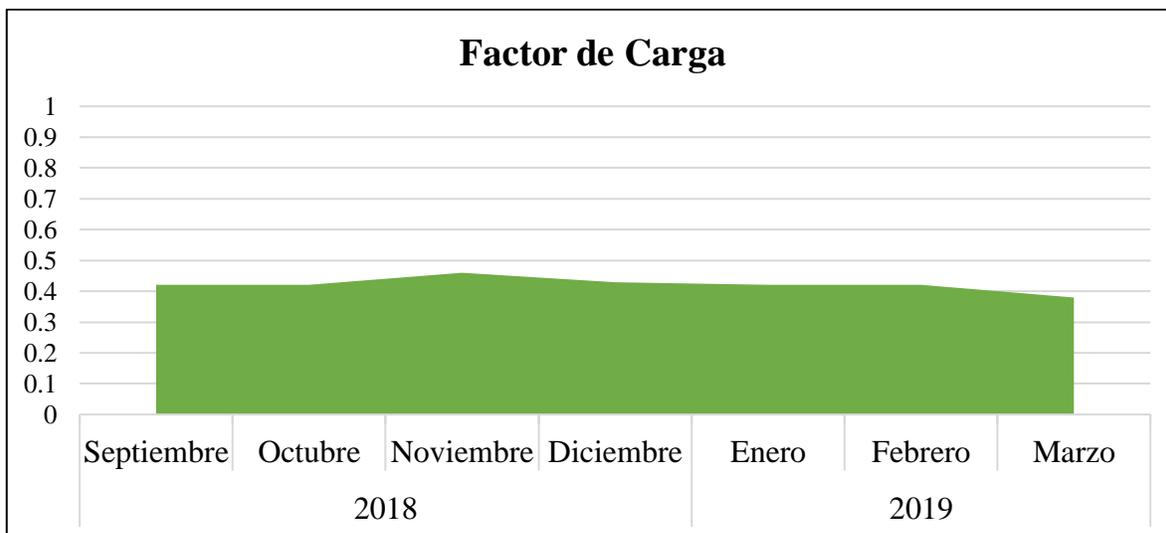


Fig. 78. Perfil del factor de carga de la terminal de sep-2018 a mar-2019. Fuente: Propia

El concepto del factor de carga está relacionado con los cargos por demanda, en el subtema siguiente “3.4 Análisis y control de la demanda” se plantea la explicación.

3.4 Análisis y control de la demanda

La demanda máxima medida o demanda facturable es uno de los conceptos que integran la facturación por el servicio de suministro de energía eléctrica. Como ya se mencionó anteriormente, este cargo suele representar del 20 al 30% del importe total de la factura. De ahí la importancia de mantener bajo control este concepto; esto es administrar la demanda.

El control de la demanda puede convertirse en una herramienta poderosa para reducir los cargos por electricidad y contrarrestar los efectos del incremento de los precios de la energía. Dispositivos que van desde un simple interruptor de reloj y un control por fotocelda, hasta equipos altamente sofisticados, totalmente automáticos con microprocesadores, están siendo empleados para controlar la demanda y reducir la facturación eléctrica.

En numerosos casos hay oportunidades de ahorro de alta rentabilidad al utilizar diversos sistemas de administración de la demanda para reducir el monto de la facturación eléctrica. Sin embargo, la administración de la demanda no es necesariamente un sistema más o menos automatizados que controlen el valor de la demanda máxima medida; sino es también, una forma de control manual de dicha demanda que logre el efecto deseado: "Un valor bajo de la demanda máxima medida, y por la tanto de la factura eléctrica".

El análisis siguiente que se plantea es para ver de qué manera se calculan los conceptos de demanda. Para el análisis tomaremos en cuenta el siguiente reporte mensual, correspondiente al mes junio de 2018.

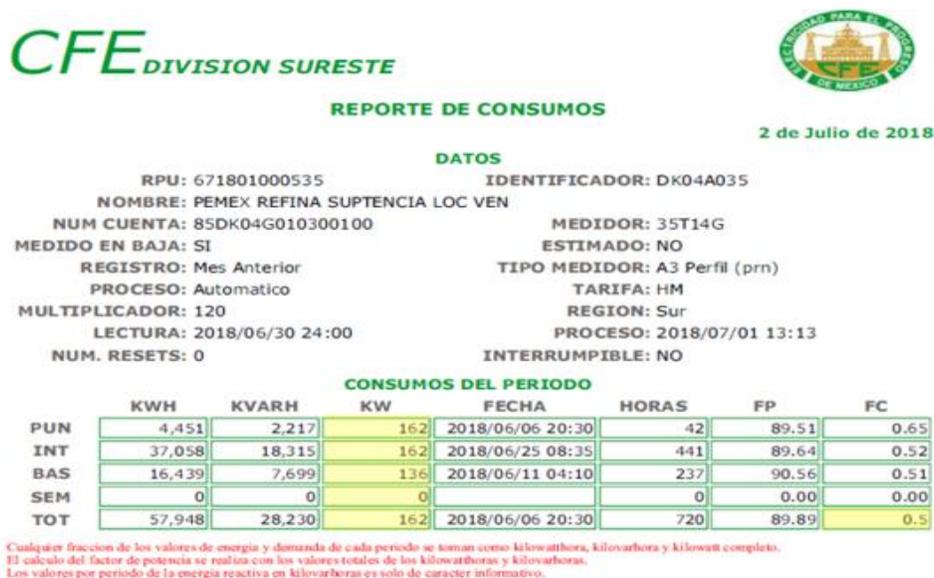


Fig. 79. Reporte de consumos de la terminal del mes de junio de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Para la demostración tomaremos los datos resaltados en amarillo de la Fig. 79 y considerando los cargos por distribución y capacidad de ese mes en la Fig. 80 procederemos con los cálculos.

Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	JUN-18
GDMTH	Gran demanda en media tensión horaria	-	Fijo	\$/mes	723.78
		Base	Variable (Energía)	\$/kWh	0.7992
		Intermedia	Variable (Energía)	\$/kWh	1.3724
		Punta	Variable (Energía)	\$/kWh	1.5368
		-	Distribución	\$/kW	134.22
		-	Capacidad	\$/kW	265.65

Fig. 80. Cargos para el mes de junio de 2018. Fuente: CFE

Como se puede apreciar, para el mes de junio de 2018, los cargos distribución son 134.22 \$/kW y por capacidad 265.65 \$/kW. Y la energía consumida correspondiente a ese mes es 57,948 kWh.

Considerando que el cargo por distribución es

$$Demanda = \min \left\{ D_{max}, \left[\frac{\text{Consumo mensual kWh}}{24 * \text{días} * FC} \right] \right\}$$

Tenemos que, de las tres demandas registradas en el mes de junio, la $D_{max} = 162 \text{ kW}$, el $\text{Consumo mensual} = 57,948 \text{ kWh}$ y el $F.C. = 0.57$ (ya establecido por CFE). Entonces sustituyendo los datos tenemos que

$$Demanda = \min \left\{ 162 \text{ kW}, \left[\frac{57,948 \text{ kWh}}{24 * 30 * 0.57} \right] \right\}$$

$$Demanda = \min \{ 162 \text{ kW}, 141.1988 \text{ kW} \} = 141.1988 \text{ kW}$$

Por lo tanto, el cargo por distribución será el resultado de multiplicar el mínimo de la comparación anterior, que en este caso corresponde a 141.1988 kW por el cargo por distribución que son 134.22 \$/kW y esto es

$$\text{Cargo por distribución} = (141.1988 \text{ kW}) * (134.22 \text{ $/kW}) = 18,951.7029 \text{ \$}$$

Ahora considerando que el cargo por capacidad es

$$Demanda = \min \left\{ D_{\max\text{ punta}}, \left[\frac{\text{Consumo mensual}}{24 * d * F.C.} \right] \right\}$$

Para este caso la variante es que ahora se compara la $D_{\max\text{ punta}} = 162 \text{ kW}$ y sabemos que al sustituir los datos obtendremos que el mínimo serán los 141.1988 kW resultado de la operación. Por lo tanto, el cargo por capacidad es el resultado de la multiplicación de los 141.1988 kW por el cargo por capacidad que son $265.65 \text{ \$/kW}$ y eso es

$$\text{Cargo por capacidad} = (141.1988 \text{ kW}) * (265.65 \text{ \$/kW}) = 37,509.46122 \text{ \$}$$

Los resultados anteriores se pueden explicar con base al dato del factor de carga y es de la siguiente manera: Si regresamos a observar el factor de carga registrado en el reporte mensual de los consumos junio de 2018, podemos ver que este es de 0.5 y es menor que el establecido para la tarifa de 0.57 . Esto significa que, si logramos consumir energía con un factor de carga menor al establecido, el resultado mínimo no será la D_{\max} en el cargo por distribución y la $D_{\max\text{ punta}}$ en el caso de cargo por capacidad. Lo cual se traduce como un beneficio en cuanto a la facturación de estos cargos en la terminal.

En el caso de la terminal los cargos por distribución considerando los reportes de medición recabados, no fueron calculados por la demanda máxima mensual en cada mes, si no por

$$\left[\frac{\text{Consumo mensual}}{24 * d * F.C.} \right]$$

Y esto se debe a lo siguiente:

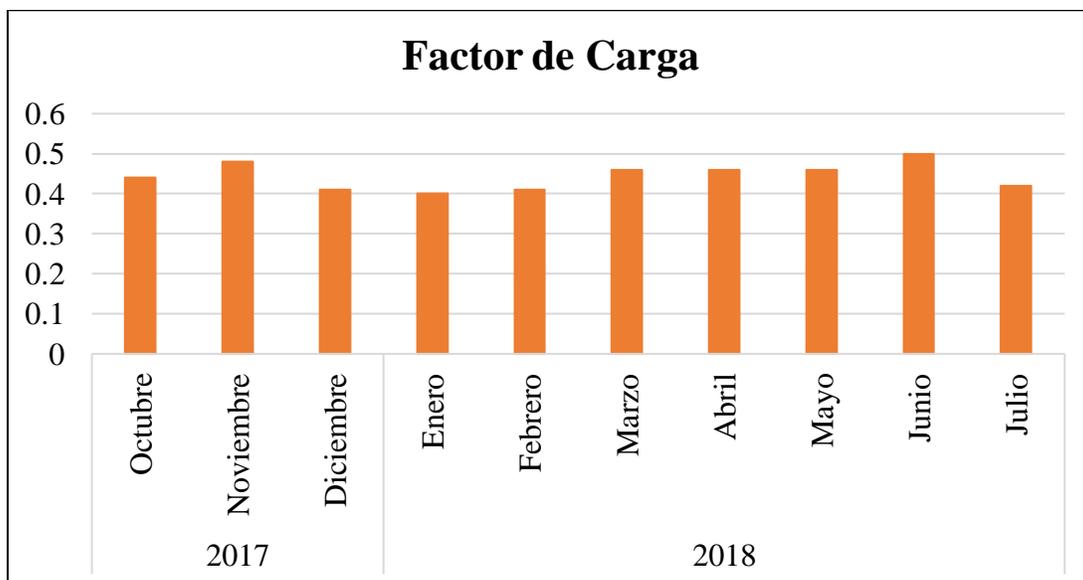


Fig. 81. Factor de carga registrado por mes de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

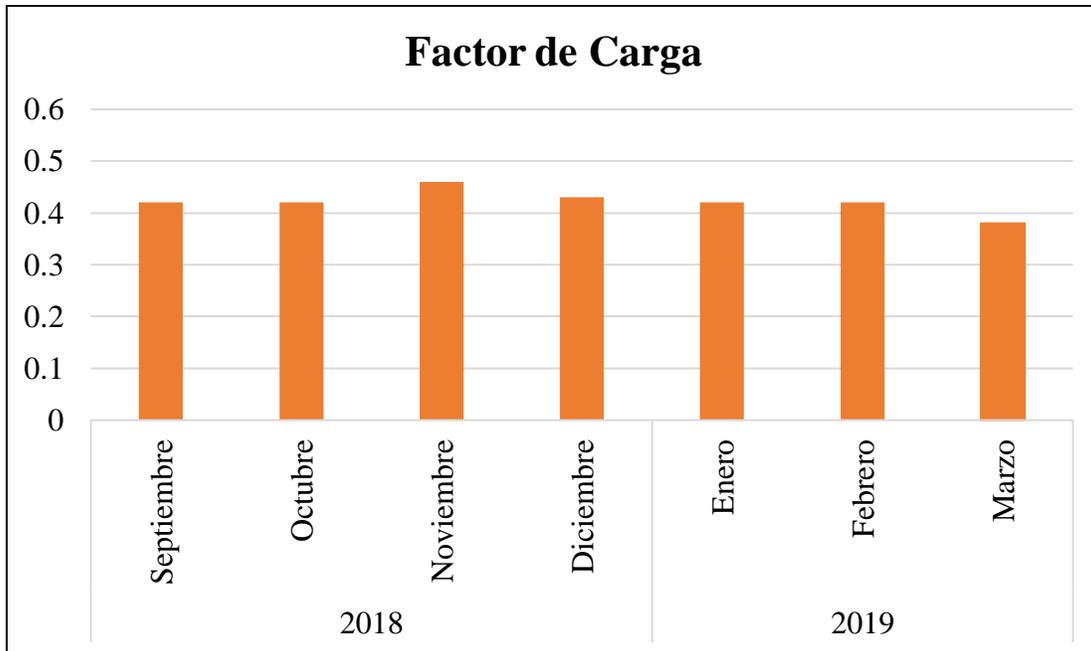


Fig. 82. Factor de carga registrado por mes de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

Como se puede apreciar en la Fig. 81 y Fig. 82, los factores de carga registrados en la terminal no superan los 0.57 establecidos para la tarifa GDMTH por lo tanto como anteriormente se menciona, el cargo por distribución no se calcula con la demanda máxima, de lo contrario, si excedemos ese valor el cálculo será en función de la demanda máxima.

Para hacer otro análisis con distintos datos con el fin de ver el impacto del aumento de los cargos por distribución (\$/kW) se tomarán los datos del reporte correspondiente al mes de julio de 2018.



Fig. 83. Reporte de consumos de la terminal del mes de julio de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Cómo se puede observar en la Fig. 83, el factor de carga es de 0.42, lo cual previamente nos permite intuir que el cargo de la demanda por distribución no será calculado por la demanda máxima. A continuación, se muestra el desarrollo para los cargos de la demanda para este mes.

Para el cargo por distribución tenemos

$$Demanda = \min \left\{ 191 \text{ kW}, \left[\frac{59,061 \text{ kWh}}{24 * 31 * 0.57} \right] \right\}$$

$$Demanda = \min\{191 \text{ kW}, 139.2685 \text{ kW}\} = 139.2685 \text{ kW}$$

Mientras que para el cargo por capacidad sabemos que la $D_{\max \text{ punta}} = 152 \text{ kW}$, entonces sabemos que, al hacer el cálculo de comparación, el dato mínimo será nuevamente de 139.2685 kW.

Por lo tanto, los cargos para de la demanda por distribución y por capacidad tomando en cuenta los costos variables proporcionados por CFE en ese mes en la Fig. 84:

Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	JUL-18
GDMTH	Gran demanda en media tensión horaria	-	Fijo	\$/mes	723.78
		Base	Variable (Energía)	\$/kWh	0.8871
		Intermedia	Variable (Energía)	\$/kWh	1.5404
		Punta	Variable (Energía)	\$/kWh	1.7278
		-	Distribución	\$/kW	134.22
		-	Capacidad	\$/kW	302.75

Fig. 84. Cargos para el mes de julio de 2018. Fuente: CFE

Para el cargo por distribución

$$Cargo \text{ por distribución} = (139.2685 \text{ kW}) * (134.22 \text{ \$/kW}) = 18,692.61807 \text{ \$}$$

Para el cargo por capacidad

$$Cargo \text{ por capacidad} = (139.2685 \text{ kW}) * (302.75 \text{ \$/kW}) = 42,163.53838 \text{ \$}$$

La Tabla 10, muestra la comparación de junio y julio en relación con sus cargos por demanda.

Tabla 10. Comparación de los cargos por demanda y consumo de junio y julio de 2018. Fuente: Propia

Mes	F.C.	Consumo mensual kWh	$(Q \text{ mensual}) / (24 * d * F.C.) =$ kW	Costo por distribución	Costo por capacidad
junio	0.5	57,948	141.1988	\$ 18,951.70	\$ 37,509.46
julio	0.42	59,061	139.2685	\$ 18,692.62	\$ 42,163.54

Se pudiera apreciar que relativamente tenemos consumos similares, por lo que podríamos deducir por simple inspección que los costos por distribución y por capacidad serán relativamente parecidos. Pero hay una diferencia mayor en la parte de los costos por capacidad, y esto se debe a que los cargos por demanda de cada mes varían al igual que los costos variables por energía. En este caso se representa en la siguiente gráfica, la cual se encuentra en el “Anexo (Costos y cargos de la energía GDMTH)” en la sección “Cargos por dist. y capacidad”.

Tabla 11. Cargos distribución y capacidad de enero de 2018 a marzo de 2019 obtenidos de la página de la CFE

Mes	Cargo	
	Distribución \$/kW	Capacidad \$/kW
Enero-2018	134.22	158.04
Febrero-2018	134.22	180.23
Marzo-2018	134.22	197.93
Abril-2018	134.22	217.64
Mayo-2018	134.22	241.54
Junio-2018	134.22	265.65
Julio-2018	134.22	302.75
Agosto-2018	134.22	344.54
Septiembre-2018	134.22	391.17
Octubre-2018	134.22	390.26
Noviembre-2018	134.22	381.53
Diciembre-2018	134.22	303.37
Enero-2019	136.64	302.74
Febrero-2019	136.64	300.68
Marzo-2019	136.64	306.57

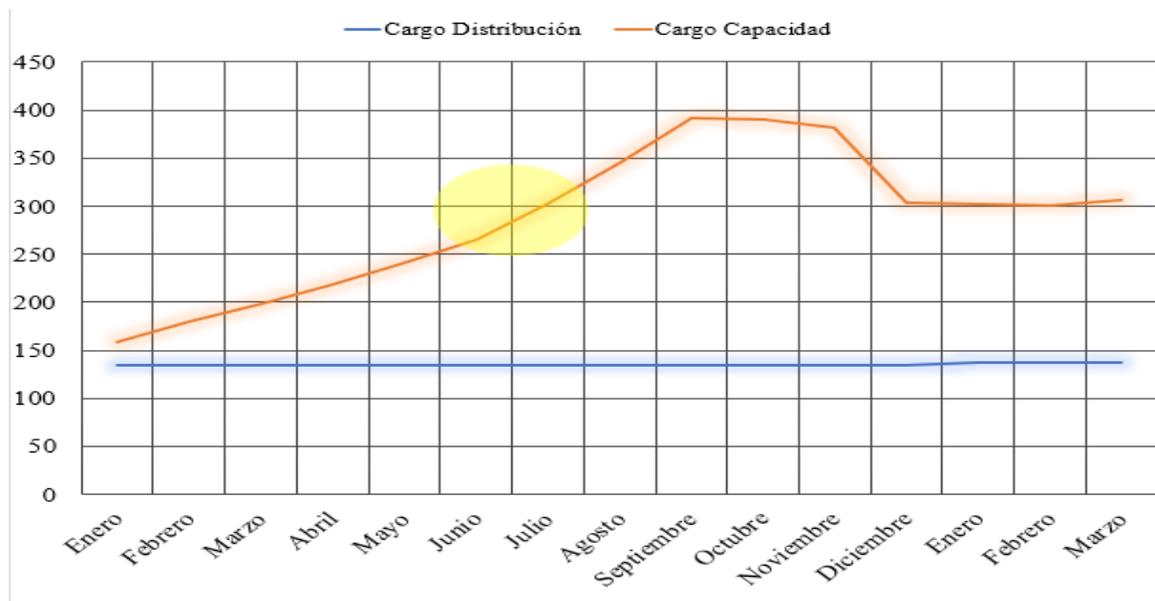


Fig. 85. Comportamiento de los cargos por demanda ene-218 a mar-2019. Fuente: Propia

Como se puede apreciar en la Fig. 85, el cargo por demanda se mantuvo constante en el 2018 con 134.22 \$/kW, mientras que el cargo por capacidad fue aumentando gradualmente del mes de enero de 158.04 \$/kW hasta el mes de septiembre de 391.17 \$/kW con un aumento del 40% aproximadamente, después se mantiene en un periodo estable hasta noviembre de 381.53 \$/kW, finalmente cae en diciembre a 303.37 \$/kW y se mantiene estable al parecer hasta el mes de marzo.

Retomando el análisis del mes de junio y julio, es importante tomar en cuenta los costos variables fijos en cada mes por los cargos de distribución y de capacidad. En la gráfica siguiente se tienen los datos de los costos por capacidad y por distribución en un periodo que comprende del mes de enero al mes de junio de 2018, con el fin de verificar el impacto de los costos que aumentaron gradualmente del cargo por capacidad.

Tabla 12. Cargos por demanda (\$) por distribución y capacidad de enero a julio de 2018. Fuente: Propia

Mes	Costo	
	Distribución \$	Capacidad \$
Enero	15,576.08	18,340.36
Febrero	17,260.01	23,176.66
Marzo	19,601.92	28,906.33
Abril	17,535.27	28,433.73
Mayo	19,822.52	35,672.26
Junio	18,951.71	37,509.47
Julio	18,692.62	42,163.55

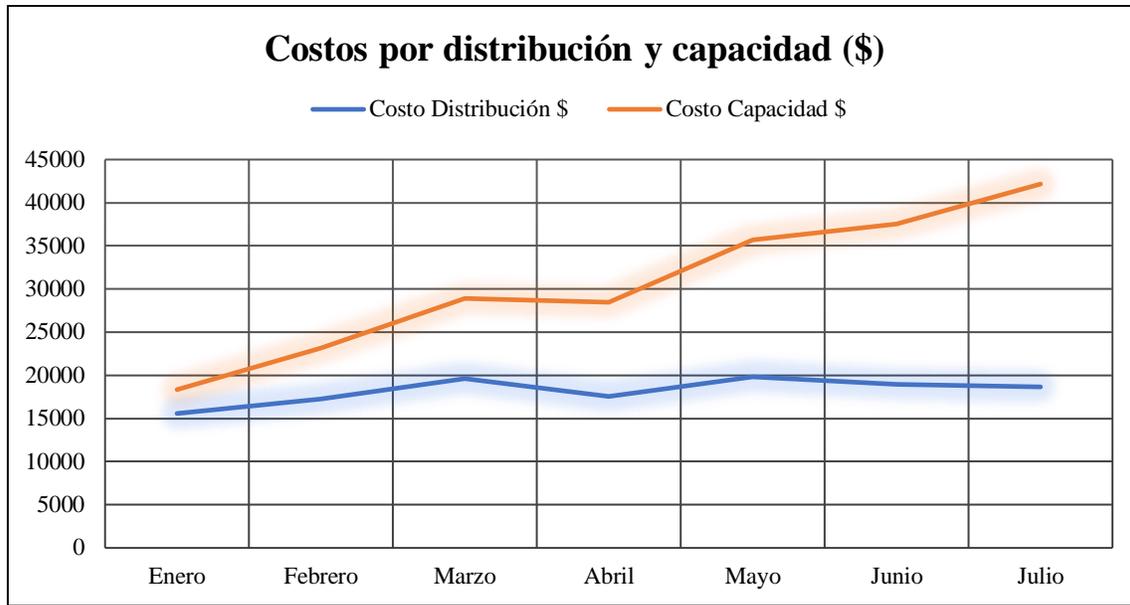


Fig. 86. Comportamiento de los cargos (\$) por demanda de enero a julio de 2018. Fuente: Propia

Se puede apreciar en la Fig. 86, cómo efectivamente si existe un aumento relativamente proporcional al costo por la capacidad. A continuación, se muestran los datos que se utilizaron para realizar el análisis anterior.

Tabla 13. Datos para calcular los cargos por demanda de enero a julio de 2018. Fuente: Propia

Mes	días	Qmensual kWh	Dmax kW	Dmax punta kW	$(Q_{\text{mensual}})/(24 \cdot d \cdot F.C.) = kW$	Cargo	
						Distribución \$/kW	Capacidad \$/kW
Enero	31	49,214	166	135	116.0489	134.22	158.04
Febrero	28	49,257	178	158	128.5949	134.22	180.23
Marzo	31	61,934	180	151	146.0432	134.22	197.93
Abril	30	53,617	162	149	130.6457	134.22	217.64
Mayo	31	62,631	183	146	147.6868	134.22	241.54
Junio	30	57,948	162	162	141.1988	134.22	265.65
Julio	31	59,061	191	152	139.2685	134.22	302.75

A partir de los datos de la Tabla 13, se muestra la graficación en la Fig. 87 la $[(Q_{\text{mensual}})/(24 \cdot d \cdot F.C.)]$ y podemos comparar con la gráfica de la Fig. 86.

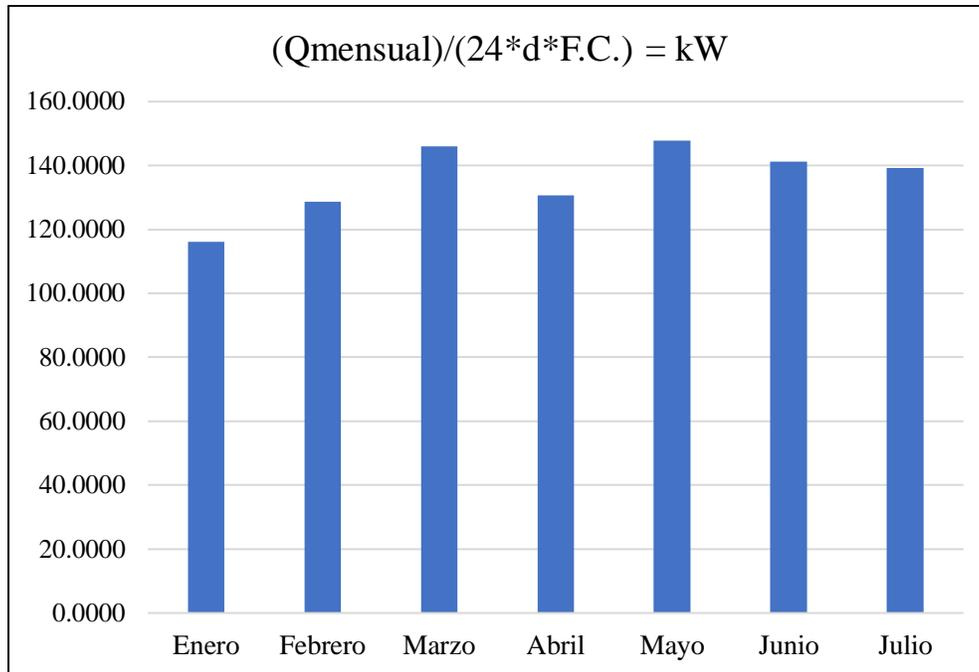


Fig. 87. kW facturables para los cargos por distribución y demanda. Fuente: Propia

Como se puede observar, no existe un comportamiento similar en ambas gráficas de la Fig. 86 y la Fig. 87, de lo contrario, en esta gráfica se puede observar una demanda promedio de 135.64 kW, y un valle en abril, el cual se ve reflejado de igual forma en la gráfica **“costos por distribución y capacidad”**. Pero a pesar de lo anterior En la gráfica anterior los kW se emparejan en el mes de mayo mientras que en el otro gráfico el costo tiende a seguir subiendo.

Comprendiendo la información planteada hasta este punto, se logra entender de qué manera se comportan los costos por cargos relacionados con la demanda y a partir de esto se proponen propuestas de ahorro controlando las demandas en los periodos de esta tarifa (base, intermedia y punta) y esto planteando distintos posibles escenarios.

A continuación, se plantea el escenario 1 en base a los datos del reporte mensual de consumos del mes de septiembre de 2018:

REPORTE DE CONSUMOS

1 de Octubre de 2018

DATOS

RPU: 671801000535	IDENTIFICADOR: DK04A035
NOMBRE: PEMEX REFINA SUPTENCIA LOC VEN	
NUM CUENTA: 85DK04G010300100	MEDIDOR: 35T14G
MEDIDO EN BAJA: SI	ESTIMADO: NO
REGISTRO: Mes Anterior	TIPO MEDIDOR: A3 Perfil (prm)
PROCESO: Automatico	TARIFA: HM
MULTIPLICADOR: 120	REGION: Sur
LECTURA: 2018/09/30 24:00	PROCESO: 2018/10/01 14:01
NUM. RESETS: 0	INTERRUMPIBLE: NO

CONSUMOS DEL PERIODO

	KWH	KVARH	KW	FECHA	HORAS	FP	FC
PUN	4,065	1,927	168	2018/09/25 20:40	40	90.36	0.60
INT	37,802	18,160	190	2018/09/17 09:45	430	90.13	0.46
BAS	15,804	6,748	148	2018/09/19 00:15	250	91.96	0.43
SEM	0	0	0		0	0.00	0.00
TOT	57,671	26,834	190	2018/09/17 09:45	720	90.66	0.42

Cualquier fracción de los valores de energía y demanda de cada periodo se toman como kilowatt-hora, kilovari-hora y kilowatt complejo.
El cálculo del factor de potencia se realiza con los valores totales de los kilowatt-hora y kilovari-hora.
Los valores por periodo de la energía reactiva en kilovari-hora es solo de carácter informativo.

Fig. 88. Reporte de consumos de la terminal del mes de septiembre de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Como se puede apreciar en la Fig. 88, tenemos tres demandas. en el periodo base de 148 kW, intermedio de 190 kW y en punta de 168 kW. Lo que se propone es pasar parte de la demanda punta al periodo base e intermedio de tal forma que mantendremos el mismo consumo. La proporción en la que pasaremos la carga para este análisis será 50% de la de demanda punta, a intermedia y punta 25% respectivamente.

Con lo anterior lo que tendríamos sería una demanda en punta de 84 kW, en intermedia de 232 kW y en base de 190 kW, con el consumo de 57.671 kWh. En este caso tenemos una $D_{max} = 232 kW$ y una $D_{max\ punta} = 84 kW$.

Entonces retomando los cálculos para obtener los costos por distribución y por capacidad y tomando en cuenta los costos fijos de la demanda proporcionados por CFE. Procedemos a calcular.

Para el cargo por distribución tenemos

$$Demanda = \min \left\{ 232 kW, \left[\frac{57,671 kWh}{24 * 30 * 0.57} \right] \right\}$$

$$Demanda = \min \{ 232 kW, 140.5238 kW \} = 140.5238 kW$$

$$\text{Cargo por distribución} = (140.5239 \text{ kW}) * \left(134.22 \frac{\$}{\text{kW}}\right) = 18,861.12 \$$$

Para el cargo por capacidad tenemos

$$\text{Demanda} = \min\{84 \text{ kW}, 140.5238\} = 84 \text{ kW}$$

$$\text{Cargo por capacidad} = (84 \text{ kW}) * \left(391.17 \frac{\$}{\text{kW}}\right) = 32,858.28 \$$$

Ahora si comparamos los costos de ese mismo mes en una tabla comparativa obtenemos lo siguiente:

Tabla 14. Comparación de cargos por demanda del mes de septiembre de 2018. Fuente: Propia

Cargos del mes de septiembre 2018		
	Costo por distribución	Costo por capacidad
Con modificación	\$ 18,861.12	\$ 32,858.28
Sin modificación	\$ 18,861.12	\$ 54,968.73
		\$ 22,110.45

Como podemos observar en la *Tabla 14*, al implementar acciones del cambio de los kW de demanda en punta, a otros periodos manteniendo el mismo consumo, en otras palabras, no se está proponiendo una reducción, si no un cambio de horario del trabajo, tenemos que existe un ahorro considerable de \$ 22,110.45 en ese mes.

Hay que tener en cuenta que septiembre es un mes que conforma parte del horario de verano, por lo tanto, los horarios de trabajo serán establecidos conforme a los establecido por CFE respecto a los periodos del periodo punta en verano y fuera de verano.

Es importante señalar que en algunas industrias se toma en cuenta la propuesta de parar completamente en periodo punta y por lo tanto los beneficios son aún mayores. En el caso de la terminal, esta propuesta no se toma en cuenta ya que, por la presencia del personal, no se pueden detener completamente los servicios eléctricos por cuestiones de la climatización, manejo de información, iluminación, etc. Pero lo que, si es posible, es establecer los horarios para reducir considerablemente la demanda en el periodo punta, pero reponer esa producción en los otros periodos y de esta forma obtener un ahorro considerable e los costos por capacidad.

Tomando en cuenta la propuesta anterior, hay que considerar que el ahorro no solo es relacionado con la demanda, sino que también, estamos reduciendo el consumo de energía

en el periodo más caro de esta demanda y por lo tanto podemos suponer un ahorro en el consumo de energía por pagarla en los otros dos periodos en los que la energía es más barata.

3.4.1 Análisis de la demanda máxima y demanda punta

Entender los reportes de mediciones mensuales del consumo eléctrico es de suma importancia para detectar un potencial de reducción en la demanda. Determinar cuando ocurre la demanda máxima, el día y hora durante los distintos periodos de medición nos permitirá comprender de una mejor manera el porqué de su magnitud.

El siguiente análisis consiste en verificar los momentos en los cuáles se han ido registrado las demandas máximas. Para el análisis se seleccionarán los reportes mensuales del periodo que comprende de octubre de 2017 a julio de 2018 y de septiembre de 2018 a marzo de 2019, dichos reportes se extraen del “Anexo (Reportes de consumos)”.

A continuación, se explica brevemente la metodología utilizada para el manejo de datos de este tipo de análisis el reporte mensual de diciembre de 2018.

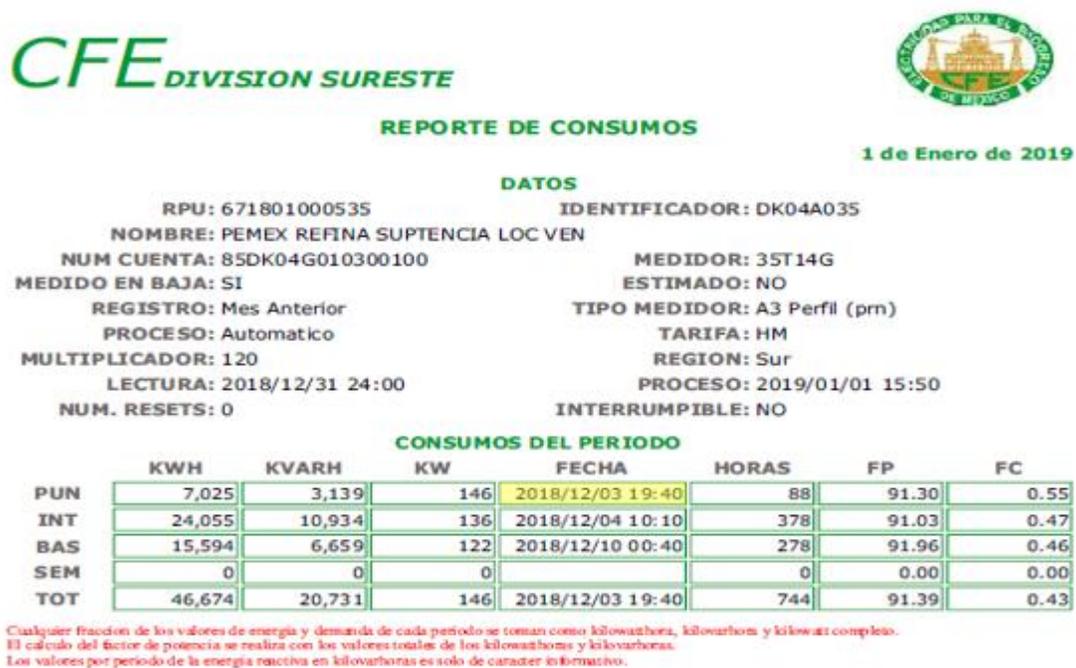


Fig. 89. Reporte de consumos de la terminal del mes de diciembre de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Se toman los datos remarcados en color amarillo de la Fig. 89, los cuales marcan la fecha y la hora en que la demanda máxima y la demanda punta son registradas, por lo tanto, se concentran los datos respectivamente de cada mes. A continuación, se muestran las tablas del “Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)” de la sección “Demanda kW” con los datos de los periodos seleccionados para el análisis.

Tabla 15. Horarios y fechas de registro de las demandas de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

Año	Mes	Demanda-máxima	Fecha	día	Hora	Demanda-punta	Fecha	día	Hora
2017	Octubre	154	11/10/2017	miércoles	11:25	128	11/10/2017	miércoles	20:30
	Noviembre	146	08/11/2017	miércoles	18:30	146	08/11/2017	miércoles	18:30
	Diciembre	160	28/12/2017	Jueves	19:45	160	28/12/2017	jueves	19:45
2018	Enero	166	10/01/2018	miércoles	13:40	135	24/01/2018	miércoles	19:10
	Febrero	178	28/02/2018	miércoles	09:40	158	27/02/2018	martes	20:30
	Marzo	180	24/03/2018	sábado	13:50	151	21/03/2018	miércoles	18:40
	Abril	162	03/04/2018	martes	18:25	149	09/04/2018	lunes	21:30
	Mayo	183	19/05/2018	sábado	09:05	146	29/05/2018	martes	20:15
	Junio	162	06/06/2018	miércoles	20:30	162	06/06/2018	miércoles	20:30
	Julio	191	27/07/2018	viernes	10:50	152	06/07/2018	viernes	20:15

Tabla 16. Horarios y fechas de registro de las demandas de sep-2018 a mar-2019. Fuente: Propia

Año	Mes	Demanda-máxima	Fecha	día	Hora	Demanda-punta	Fecha	día	Hora
2018	Septiembre	190	17/09/2018	lunes	09:45	168	25/09/2018	martes	20:40
	Octubre	189	08/10/2018	lunes	13:10	149	25/10/2018	jueves	21:15
	Noviembre	161	09/11/2018	viernes	10:55	137	12/11/2018	lunes	19:35
	Diciembre	146	03/12/2018	lunes	19:40	146	03/12/2018	lunes	19:40
2019	Enero	145	24/01/2019	jueves	17:55	131	24/01/2019	jueves	18:25
	Febrero	150	28/02/2019	jueves	16:10	126	13/02/2019	miércoles	18:15
	Marzo	168	11/03/2019	lunes	16:05	127	04/03/2019	lunes	19:05

El formato de las tablas anteriores es una buena herramienta para identificar un potencial de ahorro en la demanda, ya que, si se cuentan con los datos de producción y de movimientos de la planta y se comparan con los datos de la demanda eléctrica, podemos optar por distribuir nuestra demanda en los días que menos aparecen, o por lo menos ver que es lo que pasa en esos días, tanto en los que aparecen con mayor frecuencia como en los que no aparecen tanto.

Si analizamos la primera gráfica podemos apreciar que en ese periodo hay una mayor frecuencia en registrarse una demanda máxima el miércoles, por lo tanto, es importante saber el porqué, además de ver que pasó por ejemplo los domingos, también los lunes, ya que ambos días no aparecen en la tabla en la parte de la demanda máxima, respecto al horario podemos ver que al menos de 15:00 a 17:00 (parte del horario intermedio y base) no se registraron demandas máximas.

Entonces si analizamos de igual forma la parte de la demanda punta, de igual forma podríamos encontrar buenas oportunidades de distribuir la demanda en otros periodos en los cuales tenemos la disponibilidad, todo depende de corroborar los datos de producción en general para determinar horarios de operación.

Ahora, si analizamos la segunda tabla correspondiente al periodo que comprende de septiembre de 2018, tenemos que los lunes, jueves y viernes se registraron las demandas máximas, de igual forma ahora el análisis sería sobre esos días y lo que sucede en los que no aparecen en la tabla, para poder determinar las acciones. Para ambas demandas tenemos en común que el domingo sería una buena opción por analizar.

El identificar que cargas contribuyen a picos de demanda e identificar cuales se pueden disminuir o sacar de operación, considerando también los datos de las tablas anteriores nos permitirán una mejor administración de la demanda eléctrica.

3.4.2 Demanda eléctrica específica

Determinación del potencial de reducción de la demanda:

La demanda eléctrica específica en un período determinado es el índice que relaciona a la demanda máxima medida con el consumo, y está definida como el cociente de la demanda máxima medida en un período determinado (un mes), medida en kW y el consumo de energía medido en kWh en el mismo período.

La demanda eléctrica específica (DEE) se calcula como:

$$DEE = \frac{\textit{Demanda máxima medida}}{\textit{Consumo}}$$

$$DEE = \frac{\textit{Demanda máxima}}{\textit{Consumo}} * \textit{número de horas}$$

Existe una relación de la demanda eléctrica específica con el factor de carga (FC) y es la siguiente:

$$DEE = \frac{1}{FC}$$

Por lo tanto

$$FC = \frac{\textit{Consumo}}{\textit{Demanda máxima medida} * \textit{Núm. de horas del periodo}}$$

Entendemos al factor de carga como el inverso de la demanda eléctrica específica.

Cada instalación eléctrica, tiene un valor "ideal" del índice de demanda específica. Cuando se instala un sistema de control de demanda, se busca que el índice real de la instalación se

aproxime lo más posible al valor "ideal". En este sentido podemos decir, que la demanda específica nos indica que tan alejado se encuentra el valor de la demanda máxima medida del valor "ideal".

La principal aplicación de este índice radica en el análisis histórico del comportamiento de este concepto, pues con éste, se detecta de inmediato alguna situación anormal en el manejo de la demanda máxima medida, que pueda estar redundando en dispendios energéticos.

Para el siguiente análisis se toman los datos ya recopilados en el “*Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)*”, y se consideran los datos de consumo y demandas. A continuación, se explica la metodología para desarrollar el análisis *Excel (hoja de cálculo)*.

Para esta explicación se considera analizar el concepto de demanda eléctrica específica, con el periodo que comprende de octubre de 2017 a julio de 2018. Primeramente, concentraremos los datos requeridos de la forma siguiente:

Tabla 17. Consumo y demandas registradas de la terminal de oct-2017 a jul-2018. Fuente: Propia

Año	Mes	Días	Consumo kWh	Consumo-Punta kWh	Consumo-Int. kWh	Consumo-Base kWh	Demanda -Punta kW	Demanda -Int. kW	Demanda -Base kW	Demanda -máxima kW
2017	Octubre	31	50,556	4,171	31,483	14,902	137	145	118	154
	Noviembre	30	50,755	8,014	26,719	16,022	146	146	137	146
	Diciembre	31	49,287	8,122	24,615	16,550	160	151	133	160
2018	Enero	31	49,214	8,165	25,139	15,910	135	166	154	166
	Febrero	28	49,257	7,642	26,853	14,762	158	178	145	178
	Marzo	31	61,934	9,762	33,693	18,479	151	180	158	180
	Abril	30	53,617	4,120	33,436	16,061	149	162	137	162
	Mayo	31	62,631	4,752	40,074	17,805	146	183	136	183
	Junio	30	57,948	4,451	37,058	16,439	162	162	136	162
	Julio	31	59,061	4,578	38,176	16,307	152	191	137	191

Como se puede apreciar en la *Tabla 17*, tenemos concentrados los datos históricos ya seleccionados además de que se concentran respectivamente los días del mes, el consumo total, los consumos por periodos y las demandas.

El análisis de la Demanda eléctrica específica se puede desarrollar para la demanda máxima y para la demanda en punta, ya que ambas nos sirven para calcular distintos cargos.

Primeramente, se planteará la metodología para analizar la *DEE* relacionada con la demanda máxima y así determinar la demanda máxima en exceso.

Lo que haremos primeramente será ordenar los datos de menor a mayor haciendo referencia a la columna de “Consumo”, el resultado se muestra en la *Tabla 18*:

Tabla 18. Consumo y demandas registradas de la terminal de oct-2017 a jul-2018, ordenados de menor a mayor respecto al consumo. Fuente: Propia

Mes	Días	Consumo kWh	Consumo-Punta kWh	Consumo-Intermedia kWh	Consumo-Base kWh	Demanda-Punta kW	Demanda-Intermedia kW	Demanda-Base kW	Demanda-máxima kW
Enero	31	49,214	8,165	25,139	15,910	135	166	154	166
Febrero	28	49,257	7,642	26,853	14,762	158	178	145	178
Diciembre	31	49,287	8,122	24,615	16,550	160	151	133	160
Octubre	31	50,556	4,171	31,483	14,902	137	145	118	154
Noviembre	30	50,755	8,014	26,719	16,022	146	146	137	146
Abril	30	53,617	4,120	33,436	16,061	149	162	137	162
Junio	30	57,948	4,451	37,058	16,439	162	162	136	162
Julio	31	59,061	4,578	38,176	16,307	152	191	137	191
Marzo	31	61,934	9,762	33,693	18,479	151	180	158	180
Mayo	31	62,631	4,752	40,074	17,805	146	183	136	183

Esto es para que podamos ver las gráficas y líneas de tendencia con mayor claridad.

Lo siguiente es encontrar la demanda eléctrica específica real “*DEE (Real)*”, ésta se calculará de la siguiente manera, sabemos que

$$DEE = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Consumo}} * \text{número de horas}$$

Por lo tanto

$$DEE (Real) = \frac{\text{Demanda máxima} * \text{días del mes} * 24h}{\text{Consumo}}$$

Entonces al sustituir los datos del mes de enero tenemos

$$DEE (Real) = \frac{166 \text{ kW} * 31 \text{ días} * 24h}{49,214 \text{ kWh}} = 2.5095$$

Con la herramienta *Excel (hoja de cálculo)* podemos obtener todos los valores respectivamente. Para esto primeramente agregaremos cuatro columnas más a la tabla anterior, para los valores de *DEE real*, *DEE mínima*, la diferencia de la *DEE mínima* menos la *DEE real* y finalmente para la *Demanda máxima en exceso*. La continuación de la *Tabla 18* que se propone queda de la siguiente manera:

Tabla 19. Consumo y demandas registradas de la terminal de oct-2017 a jul-2018 con La DEE, ordenados de menor a mayor respecto al consumo. Fuente: Propia

Mes	Días	Consumo kWh	Consumo-Punta kWh	Consumo-Intermedia kWh	Consumo-Base kWh	Demanda-Punta kW	Demanda-Intermedia kW	Demanda-Base kW	Demanda-máxima kW	DEE kW			Demanda máxima en exceso kW
										Real	Mínima	Diferencia	
Enero	31	49,214	8,165	25,139	15,910	135	166	154	166	2.5095			
Febrero	28	49,257	7,642	26,853	14,762	158	178	145	178	2.4284			
Diciembre	31	49,287	8,122	24,615	16,550	160	151	133	160	2.4152			
Octubre	31	50,556	4,171	31,483	14,902	137	145	118	154	2.2663			
Noviembre	30	50,755	8,014	26,719	16,022	146	146	137	146	2.0711			
Abril	30	53,617	4,120	33,436	16,061	149	162	137	162	2.1754			
Junio	30	57,948	4,451	37,058	16,439	162	162	136	162	2.0128			
Julio	31	59,061	4,578	38,176	16,307	152	191	137	191	2.4061			
Marzo	31	61,934	9,762	33,693	18,479	151	180	158	180	2.1623			
Mayo	31	62,631	4,752	40,074	17,805	146	183	136	183	2.1739			

Como se puede observar en la *Tabla 19*, los datos resaltados en amarillo son los datos obtenidos como resultado de calcular la *DEE (Real)* en relación con la demanda máxima.

Lo siguiente es generar un gráfico de dispersión (*X, Y*), en donde los “*Valores X de la serie:*” serán los de la columna de “*Consumo*” y los “*Valores Y de la serie:*” serán los valores de la columna de *DEE (Real)*. A continuación, se muestra el gráfico resultante en la *Fig. 90*:

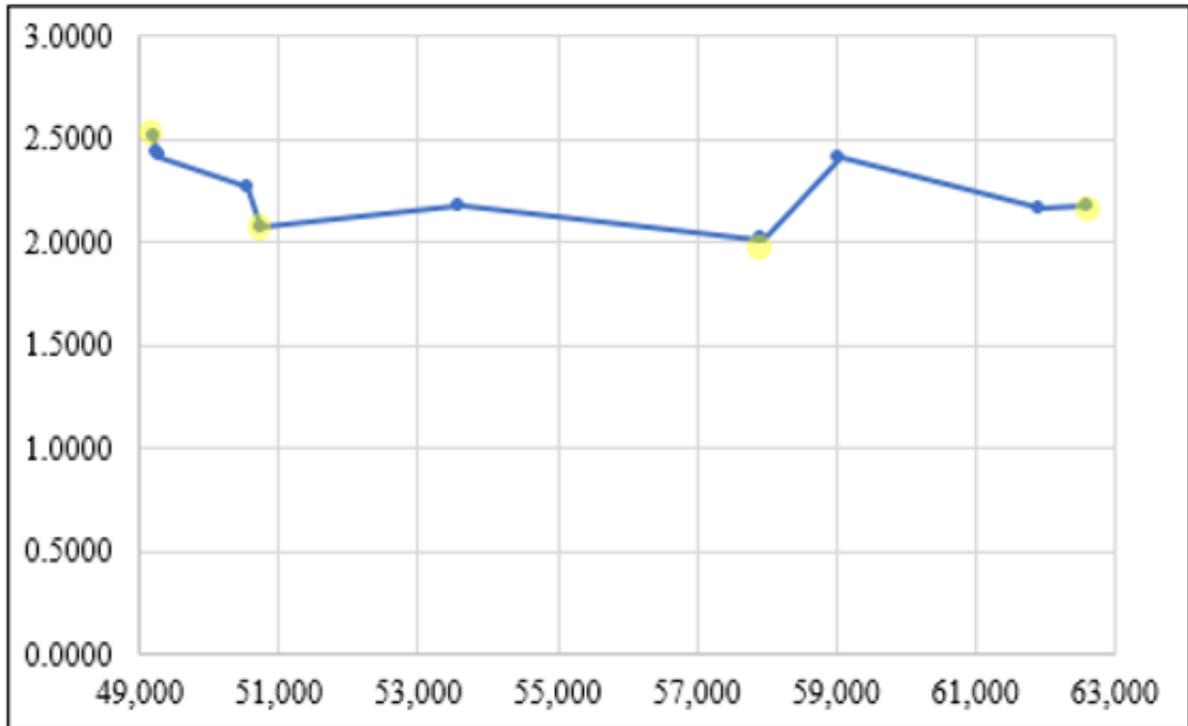


Fig. 90. Gráfica de consumo respecto a la DEE (real). Fuente: Propia

Lo siguiente es ubicar cuatro puntos clave (resaltados en amarillo en la gráfica anterior Fig. 90), el primer punto es el valor mínimo de consumo, los dos siguientes son los valores mínimos que se observan en la gráfica y finalmente el de mayor consumo. Estos puntos se tabulan por aparte de la siguiente forma, el consumo y la DEE (Real) respectivamente.

Tabla 20. Relación del consumo con la DEE (Real). Fuente: Propia

Consumo	DEE Real
49,214	2.5095
50,755	2.0711
57,948	2.0128
62,631	2.1739

Lo siguiente es agregar estos datos a la misma gráfica y de igual forma, la parte de “Consumos” en los “Valores X de la serie:” y los cuatro valores de la “DEE Real” en los “Valores Y de la serie”. La gráfica queda de la siguiente manera:

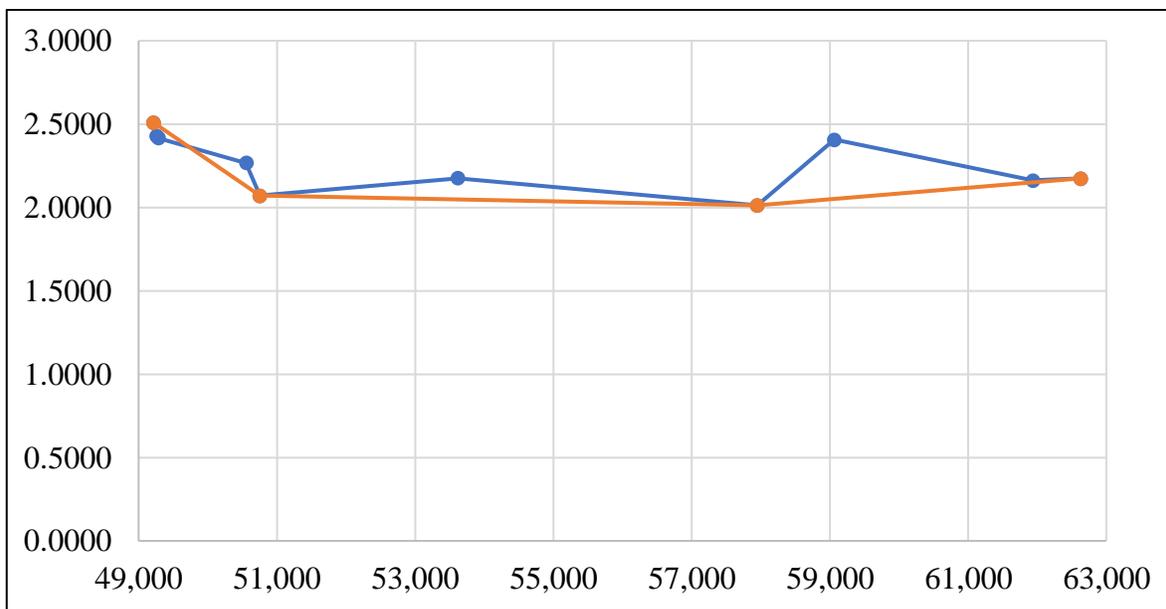


Fig. 91. Gráfica del consumo en relación con la DEE. Fuente: Propia

El siguiente paso es para llenar la columna de la *DEE (mínima)* de la Tabla 19, para esto seleccionamos la curva naranja y con un clic derecho seleccionamos la opción “Agregar línea de tendencia...”, en las siguientes opciones seleccionamos una polinómica de grado 2 y finalmente le damos la opción “Presentar la ecuación en el gráfico”.

El gráfico y la ecuación nos quedará de la siguiente manera:

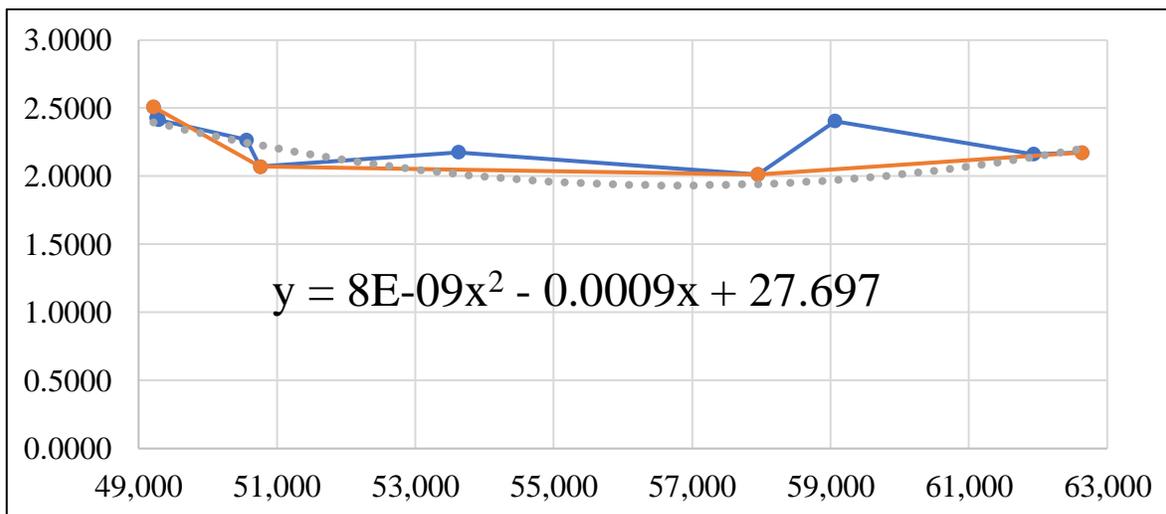


Fig. 92. Gráfica con la ecuación polinómica de segundo grado. Fuente: Propia

Lo que sigue es sustituir esta ecuación en la primera celda de la columna de la *DEE (mínima)* titulada “mínima”, pero antes le haremos una modificación y quedará de la siguiente manera:

$$= 8E-09 * Consumo^2 - 0.0009 * Consumo + 27.697$$

En donde la X se sustituye por el consumo, y los siguiente es aprovechar la herramienta de Excel para obtener los demás valores.

Tabla 21. Consumo y demandas registradas de la terminal de oct-2017 a jul-2018 con La DEE, ordenados de menor a mayor respecto al consumo. Fuente: Propia

Mes	Días	Consumo kWh	Consumo-Punta kWh	Consumo-Intermedia kWh	Consumo-Base kWh	Demanda-Punta kW	Demanda-Intermedia kW	Demanda-Base kW	Demanda-máxima kW	DEE kW			Demanda máxima en exceso kW
										Real	Mínima	Diferencia	
Enero	31	49,214	8,165	25,139	15,910	135	166	154	166	2.5095	2.7805		
Febrero	28	49,257	7,642	26,853	14,762	158	178	145	178	2.4284	2.7757		
Diciembre	31	49,287	8,122	24,615	16,550	160	151	133	160	2.4152	2.7724		
Octubre	31	50,556	4,171	31,483	14,902	137	145	118	154	2.2663	2.6439		
Noviembre	30	50,755	8,014	26,719	16,022	146	146	137	146	2.0711	2.6261		
Abril	30	53,617	4,120	33,436	16,061	149	162	137	162	2.1754	2.4400		
Junio	30	57,948	4,451	37,058	16,439	162	162	136	162	2.0128	2.4076		
Julio	31	59,061	4,578	38,176	16,307	152	191	137	191	2.4061	2.4477		
Marzo	31	61,934	9,762	33,693	18,479	151	180	158	180	2.1623	2.6430		
Mayo	31	62,631	4,752	40,074	17,805	146	183	136	183	2.1739	2.7102		

En el gráfico propuesto igualaremos el valor de la columna “Mínima” con el valor de la columna “Real” en los valores correspondientes a los consumos que seleccionamos para realizar, por ejemplo, en el caso de enero que es un punto seleccionado, su valor de la columna “DEE mínima” corresponde a 2.7805, entonces este valor se sustituirá por el valor “DEE Real” por lo que obtendremos una diferencia de cero en esos puntos para una mejor estimación. Los valores con los que haremos este mismo procedimiento se muestran resaltados en amarillo en la siguiente tabla:

Tabla 22. Relación del consumo con la DEE (Real). Fuente: Propia

Consumo	DEE Real
49,214	2.5095
50,755	2.0711
57,948	2.0128
62,631	2.1739

La parte complementaria de la tabla resultante es la que se muestra a continuación:

Tabla 23. Complemento de la tabla con la DEE y la demanda máxima en exceso. Fuente: Propia

DEE kW			Demanda máxima en exceso kW
Real	Mínima	Diferencia	
2.5095	2.5095	0.0000	
2.4284	2.7757	0.3473	
2.4152	2.7724	0.3571	
2.2663	2.6439	0.3776	
2.0711	2.0711	0.0000	
2.1754	2.4400	0.2645	
2.0128	2.0128	0.0000	
2.4061	2.4477	0.0417	
2.1623	2.6430	0.4807	
2.1739	2.1739	0.0000	

Finalmente, para obtener la “Demanda máxima en exceso” se calcula de la siguiente forma:

$$Demanda\ máxima\ en\ exceso = \frac{Diferencia * Consumo}{días\ del\ mes * 24h}$$

Al sustituir los valores de las celdas en la ecuación anterior, obtendremos lo siguiente:

Tabla 24. Complemento de la tabla con la DEE y la demanda máxima en exceso con el promedio de Demanda máxima en exceso. Fuente: Propia

DEE kW			Demanda máxima en exceso kW
Real	Mínima	Diferencia	
2.5095	2.5095	0.0000	0.0000
2.4284	2.7757	0.3473	25.4575
2.4152	2.7724	0.3571	23.6581
2.2663	2.6439	0.3776	25.6554
2.0711	2.0711	0.0000	0.0000
2.1754	2.4400	0.2645	19.6992
2.0128	2.0128	0.0000	0.0000
2.4061	2.4477	0.0417	3.3070
2.1623	2.6430	0.4807	40.0124
2.1739	2.1739	0.0000	0.0000
			14

Entonces, analizando los datos resultantes de este procedimiento, tenemos que, para un consumo promedio de la terminal en el periodo seleccionado de $54,426 \text{ kWh}$, y una demanda máxima promedio de 168 kW , tenemos una demanda máxima en exceso promedio de 14 kW .

Los datos anteriores nos sirven para identificar demandas máximas en exceso considerando el consumo que se ha venido manejando respecto a ese periodo seleccionado. En otras palabras, es una medida para determinar el ahorro en las que el mismo historial de consumos lo ha determinado.

Para determinar la demanda punta en exceso, copiaremos la tabla ya ordenada de menor a mayor en cuanto los consumos, pero con la diferencia que al calcular los valores de la columna “*DEE (Real)*” se obtendrán con la siguiente formula:

$$DEE (Real) = \frac{\text{Demanda punta} * \text{días del mes} * 24h}{\text{Consumo}}$$

Entonces al sustituir los datos del mes de enero tenemos

$$DEE (Real) = \frac{135 \text{ kW} * 31 \text{ días} * 24h}{49,214 \text{ kWh}} = 2.0409$$

Con la herramienta *Excel (hoja de cálculo)* podemos obtener todos los valores respectivamente. Pero para esto primeramente agregaremos cuatro columnas más a la tabla, para los valores de *DEE real*, *DEE mínima*, la diferencia de la *DEE mínima* menos la *DEE real* y finalmente para la demanda punta en exceso. La continuación de la gráfica que se propone queda de la siguiente manera:

Tabla 25. Consumo y demandas registradas de la terminal de oct-2017 a jul-2018 con La DEE, ordenados de menor a mayor respecto al consumo. Fuente: Propia

Mes	Días	Consumo	Consumo-Punta	Consumo-Intermedia	Consumo-Base	Demanda-Punta	Demanda-Intermedia	Demanda-Base	Demanda-máxima	DEE			Demanda punta en exceso
										Real	Mínima	Diferencia	
Enero	31	49,214	8,165	25,139	15,910	135	166	154	166	2.0409			
Febrero	28	49,257	7,642	26,853	14,762	158	178	145	178	2.1556			
Diciembre	31	49,287	8,122	24,615	16,550	160	151	133	160	2.4152			
Octubre	31	50,556	4,171	31,483	14,902	137	145	118	154	2.0161			
Noviembre	30	50,755	8,014	26,719	16,022	146	146	137	146	2.0711			
Abril	30	53,617	4,120	33,436	16,061	149	162	137	162	2.0009			
Junio	30	57,948	4,451	37,058	16,439	162	162	136	162	2.0128			
Julio	31	59,061	4,578	38,176	16,307	152	191	137	191	1.9148			
Marzo	31	61,934	9,762	33,693	18,479	151	180	158	180	1.8139			
Mayo	31	62,631	4,752	40,074	17,805	146	183	136	183	1.7343			

Como se puede observar en la *Tabla 25*, los datos resaltados en amarillo son los datos obtenidos como resultado de calcular la *DEE (Real)* en relación con la demanda punta.

Lo siguiente es generar un gráfico de dispersión (X, Y), en donde los “Valores X de la serie:” serán los de la columna de “Consumo” y los “Valores Y de la serie:” serán los valores de la columna de *DEE (Real)*. La gráfica resultante se muestra en la *Fig. 93*:

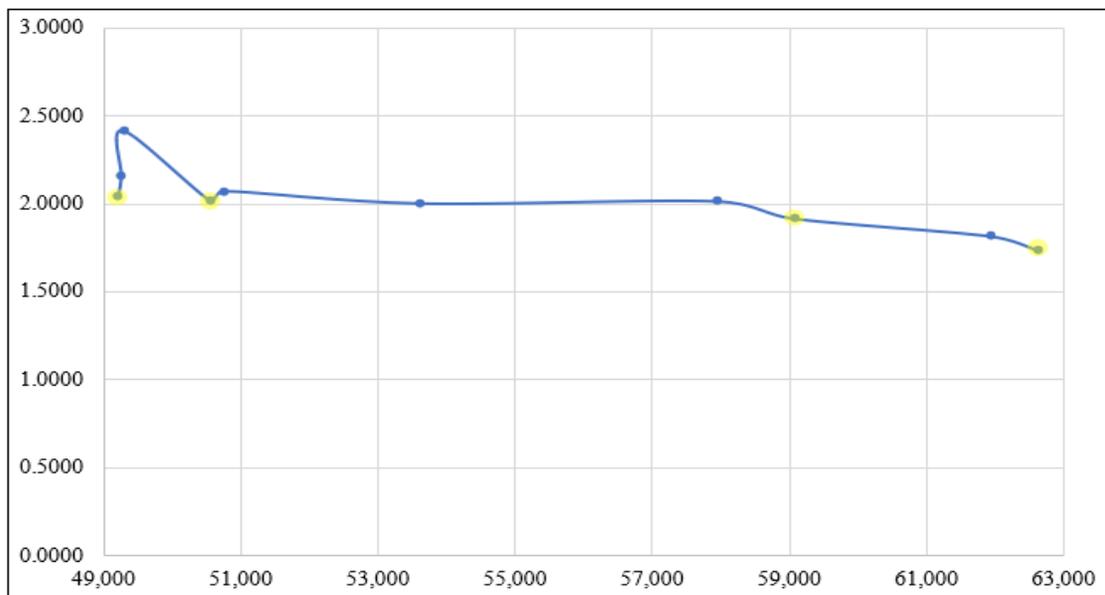


Fig. 93. Gráfica de consumo respecto a la DEE (real). Fuente: Propia

Lo siguiente es ubicar cuatro puntos clave (resaltados en amarillo), el primer punto es el valor mínimo de consumo, los dos siguientes son los valores mínimos que se observan en la gráfica y finalmente el de mayor consumo. Estos puntos se tabulan por aparte de la siguiente forma, el consumo y la *DEE (Real)* respectivamente.

Tabla 26. Relación del consumo con la DEE (Real). Fuente: Propia

Consumo	DEE Real
49,214	2.04088
50,556	2.01614
59,061	1.91477
62,631	1.73435

Y lo siguiente es agregar estos datos a la misma gráfica y de igual forma, la parte de “Consumos” en los “Valores X de la serie:” y la “DEE Real” en los “Valores Y de la serie”. La gráfica queda de la siguiente manera:

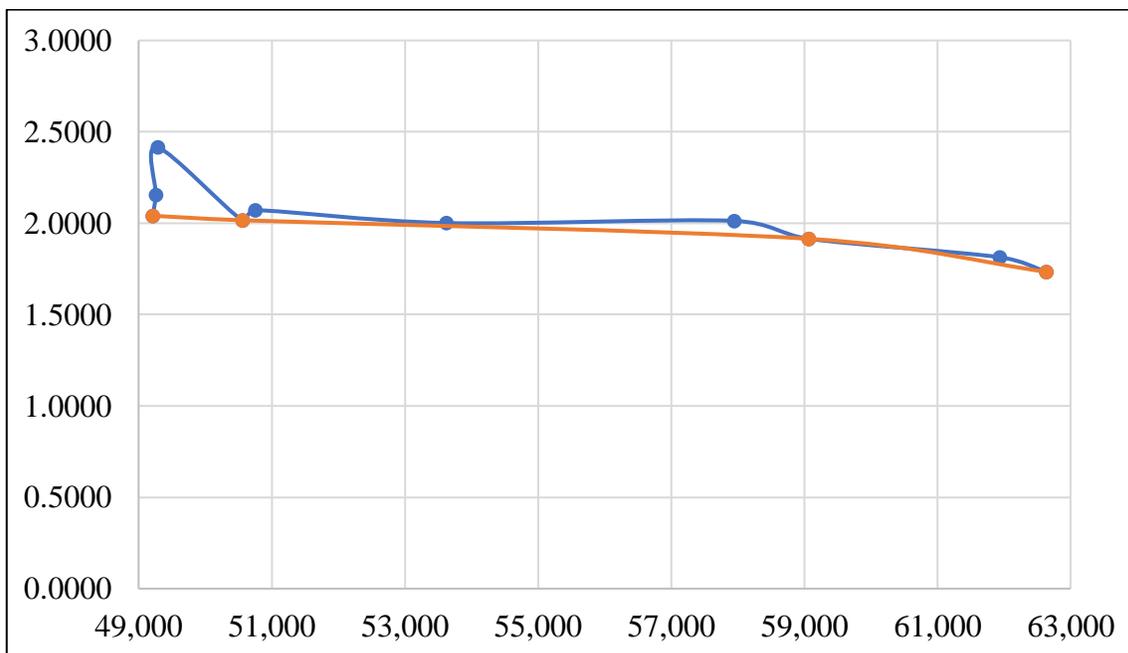


Fig. 94. Grafica del consumo en relación con la DEE. Fuente: Propia

El siguiente paso es para llenar la columna de la *DEE (mínima)* de la tabla, para esto seleccionamos la curva naranja y con un clic derecho seleccionamos la opción “*Agregar línea de tendencia...*”, en las siguientes opciones seleccionamos una polinómica de grado 2 y finalmente le damos la opción *Presentar la ecuación en el gráfico*.

El gráfico y la ecuación nos quedará de la siguiente manera:

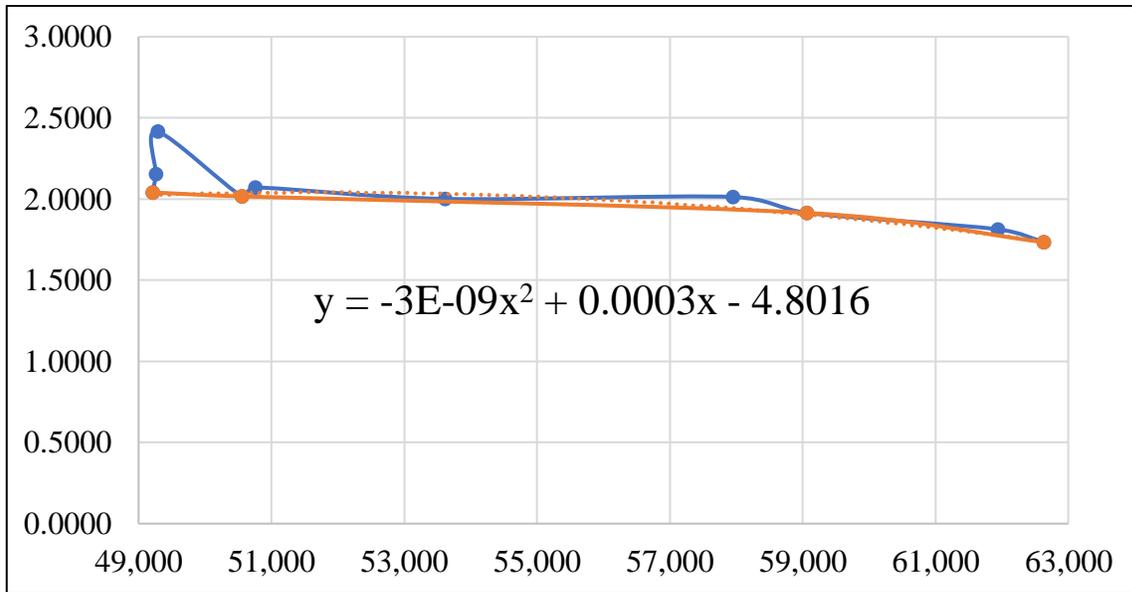


Fig. 95. Gráfica con la ecuación polinómica de segundo grado. Fuente: Propia

Lo que sigue es sustituir esta ecuación en la primera celda de la columna de la DEE (mínima) titulada “mínima”, pero antes le haremos una modificación y quedará de la siguiente manera:

$$= -3E-09 * Consumo^2 + 0.0003 * Consumo - 4.8016$$

En donde la X se sustituye por el consumo, y los siguiente es aprovechar la herramienta de Excel para obtener los demás valores.

Tabla 27. Consumo y demandas registradas de la terminal de oct-2017 a jul-2018 con La DEE, ordenados de menor a mayor respecto al consumo. Fuente: Propia

Mes	Días	Consumo kWh	Consumo-Punta kWh	Consumo-Intermedia kWh	Consumo-Base kWh	Demanda-Punta kW	Demanda-Intermedia kW	Demanda-Base kW	Demanda-máxima kW	DEE kW			Demanda punta en exceso kW
										Real	Mínima	Diferencia	
Enero	31	49,214	8,165	25,139	15,910	135	166	154	166	2.0409	2.6965		
Febrero	28	49,257	7,642	26,853	14,762	158	178	145	178	2.1556	2.6967		
Diciembre	31	49,287	8,122	24,615	16,550	160	151	133	160	2.4152	2.6969		
Octubre	31	50,556	4,171	31,483	14,902	137	145	118	154	2.0161	2.6975		
Noviembre	30	50,755	8,014	26,719	16,022	146	146	137	146	2.0711	2.6967		
Abril	30	53,617	4,120	33,436	16,061	149	162	137	162	2.0009	2.6592		
Junio	30	57,948	4,451	37,058	16,439	162	162	136	162	2.0128	2.5089		
Julio	31	59,061	4,578	38,176	16,307	152	191	137	191	1.9148	2.4521		
Marzo	31	61,934	9,762	33,693	18,479	151	180	158	180	1.8139	2.2711		
Mayo	31	62,631	4,752	40,074	17,805	146	183	136	183	1.7343	2.2198		

En el gráfico propuesto igualaremos el valor de la columna “Mínima” con el valor de la columna “Real” en los valores correspondientes a los consumos que seleccionamos para realizar, por ejemplo, en el caso de enero que es un punto seleccionado, su valor de la columna “DEE mínima” corresponde a 2.6965, entonces este valor se sustituirá por el valor “DEE Real” por lo que obtendremos una diferencia de cero en esos puntos para una mejor estimación. Los valores con los que haremos este mismo procedimiento se muestran resaltados en amarillo en la siguiente tabla:

Tabla 28. Relación del consumo con la DEE (Real). Fuente: Propia

Consumo	DEE Real
49,214	2.04088
50,556	2.01614
59,061	1.91477
62,631	1.73435

La parte complementaria de tabla resultante es la que se muestra a continuación:

Tabla 29. Complemento de la tabla con la DEE y la demanda máxima en exceso. Fuente: Propia

DEE kW			Demanda punta en exceso kW
Real	Mínima	Diferencia	
2.0409	2.0409	0.0000	
2.1556	2.6967	0.5412	
2.4152	2.6969	0.2816	
2.0161	2.0161	0.0000	
2.0711	2.6967	0.6256	
2.0009	2.6592	0.6583	
2.0128	2.5089	0.4960	
1.9148	1.9148	0.0000	
1.8139	2.2711	0.4572	
1.7343	1.7343	0.0000	

Finalmente, para obtener la “Demanda máxima en exceso” se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Demanda máxima en exceso} = \frac{\text{Diferencia} * \text{Consumo}}{\text{días del mes} * 24h}$$

Al sustituir los valores de las celdas en la ecuación anterior, obtendremos lo siguiente:

Tabla 30. Complemento de la tabla con la DEE y la demanda máxima en exceso con el promedio de Demanda máxima en exceso. Fuente: Propia

DEE			Demanda punta en exceso
Real	Mínima	Diferencia	
2.0409	2.0409	0.0000	0.0000
2.1556	2.6967	0.5412	39.6689
2.4152	2.6969	0.2816	18.6571
2.0161	2.0161	0.0000	0.0000
2.0711	2.6967	0.6256	44.0979
2.0009	2.6592	0.6583	49.0219
2.0128	2.5089	0.4960	39.9237
1.9148	1.9148	0.0000	0.0000
1.8139	2.2711	0.4572	38.0601
1.7343	1.7343	0.0000	0.0000
			23

Entonces, analizando los datos resultantes de este procedimiento, tenemos que, para un consumo promedio de la terminal en el periodo seleccionado de *54,426 kWh*, y una demanda punta promedio de *150 kW*, tenemos una demanda máxima en exceso promedio de *23 kW*.

Los datos anteriores nos sirven para identificar demandas punta en exceso considerando el consumo que se ha venido manejando respecto a ese periodo seleccionado. En otras palabras, es una medida para determinar el ahorro en las que el mismo historial de consumos lo ha determinado.

Las tablas y gráficas se encuentran en el “*Anexo (Demanda eléctrica específica)*”.

3.5 Análisis y compensación del factor de potencia

El objetivo de este planteamiento será obtener exactamente cuál es la cantidad de reactancia capacitiva que falta por compensar a un sistema para llevar el factor de potencia hasta un valor deseado. Cabe resaltar que este procedimiento se realiza utilizando los datos proporcionados por CFE.

Para el análisis previo del consumo eléctrico, recurriremos a las mediciones de los últimos meses proporcionados por la CFE (Comisión federal de electricidad) y lo que obtendremos será el promedio del consumo de energía activa (*kWh*) y la energía reactiva (*kVArh*).

Primeramente, para entender el planteamiento, tomaremos los datos de las mediciones registradas en el periodo de septiembre de 2018 a marzo de 2019, y los datos a considerar son los de la siguiente figura resaltados con amarillo:



Fig. 96. Reporte mensual de consumo de la terminal del mes de enero de 2019. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Los datos registrados son los siguientes:

Tabla 31. Consumos promedios de energía activa de septiembre a marzo de 2018. Fuente: Propia

Consumos promedios de energía parte de 2018-2019		
Mes	kVArh	kWh
Septiembre	26,835	57,671
Octubre	26,869	58,214
Noviembre	24,500	53,088
Diciembre	20,732	46,674
Enero	20,187	44,942
Febrero	18,636	42,568
Marzo	21,155	47,012
Promedio =	22,702	50,024

Sabemos que la energía es,

$$Energía = Potencia \times tiempo$$

Entonces para obtener la Potencia despejamos de la fórmula anterior y obtenemos,

$$Potencia = \frac{Energía}{tiempo}$$

Considerando el desarrollo anterior obtendremos la cantidad de kW y kVA con los datos de la tabla de consumos promedios de energía.

Sabemos que $1h = 3600s$, por lo tanto, para la potencia activa P ,

$$P = \frac{50,024 kWh}{3600s} = 13.8955 kW$$

Mientras que, para la potencia reactiva Q

$$Q = \frac{22,702 kVArh}{3600s} = 6.3061 kVAr$$

Ahora tenemos la siguiente condición,

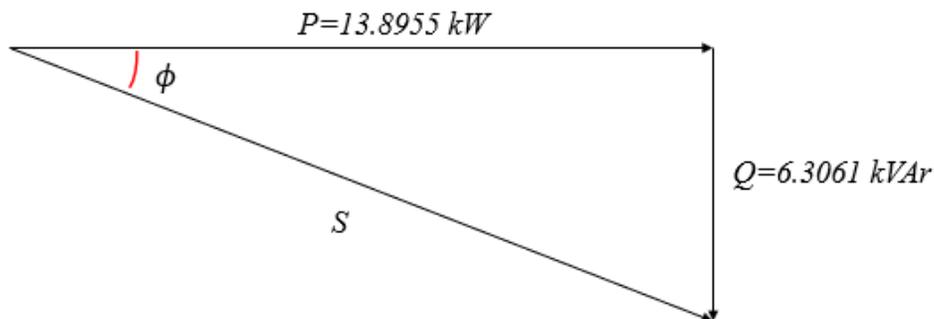


Fig. 97. Triangulo de potencias. Fuente: Propia

Donde trigonómicamente hablando P y Q representan el cateto adyacente y el cateto opuesto respectivamente, entonces podemos obtener la tangente del ángulo ϕ

$$\tan\phi = \frac{Q}{P} = \frac{6.3061}{13.8955} = 0.4538$$

Para obtener el ángulo ϕ despejamos

$$\phi = \tan^{-1}(0.4538) = 24.4085^\circ$$

Por lo tanto, el factor de potencia promedio considerando los reportes mensuales es

$$FP = \cos(24.4085) = 0.9106$$

Hasta esta parte contamos con los datos actuales de consumo y de factor de potencia promedio, pero ahora se calcularán los datos con un factor de potencia propuesto de .99 y, por lo tanto, para encontrar el ángulo correspondiente tenemos que

$$\cos^{-1}(0.99) = 8.1096^\circ$$

De lo anterior se puede observar cómo el ángulo se reduce, esto quiere decir que ahora tendremos la misma potencia activa P pero como el ángulo cambió entonces proporcionalmente la potencia reactiva Q también se ve afectada.

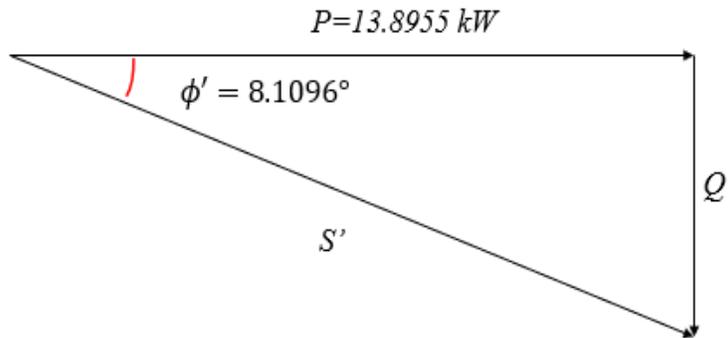


Fig. 98. Triangulo de potencias. Fuente: Propia

Como se puede observar en la *Fig. 98*, lo que buscamos modificar es la potencia reactiva Q , de tal forma que el valor de la potencia activa P se mantiene constante. Por lo tanto, para obtener la Q' despejamos de

$$\tan\phi' = \frac{Q'}{P}$$

Y obtenemos

$$Q' = P \times \tan\phi'$$

Sustituyendo los valores tenemos

$$Q' = (13.8955 \text{ kW})[(\tan(8.1096^\circ))] = 1.9799 \text{ kVAr}$$

Ahora la potencia de compensación reactiva será la diferencia de la potencia reactiva actual Q con la potencia reactiva estimada Q'

$$Q_{compensación} = 6.3061 \text{ kVAr} - 1.9799 \text{ kVAr} = 4.3262 \text{ kVAr}$$

Aproximadamente 4.3262 kVAr es lo que falta compensar en promedio de potencia reactiva al sistema para aumentar el nivel de factor de potencia hasta el propuesto, dada la situación energética actual, con un consumo fuerte de motores eléctricos, además de equipos electrónicos que proporcionan cierta distorsión armónica a la señal, sin bancos de capacitores el factor de potencia estaría muy por debajo del 0.9, actualmente se cuenta con bancos de capacitores en la instalación y esto lo que ha venido evitando son las penalizaciones.

Lo mas recomendable para corregir el factor de potencia cuando se tienen niveles bajos, es un análisis más detallado en cuanto a los consumos mensuales e implementar bancos de capacitores automáticos, los cuales van proporcionando reactivos conforme lo demande el consumo.

Es muy importante realizar un diagnóstico energético eléctrico utilizando un analizador de redes, el cual nos proporcionará con más detalles el comportamiento de la electricidad y de esta forma las mejoras en la calidad serán mayores. Dependiendo los niveles de distorsión armónica que se registren, se tomarán acciones correctivas utilizando filtros adecuadamente seleccionados.

3.5.1 Cálculos de penalización y bonificación en relación al factor de potencia

El presente desarrollo se muestra con el fin de saber de que manera se calculan las penalizaciones y las bonificaciones por bajo o alto factor de potencia respectivamente. Como en las instalaciones de Pemex el factor de potencia se encuentra actualmente corregido ligeramente por encima de .90, pero durante el 2017 y parte del 2018 se registraron valores ligeramente por debajo de .90. Para este análisis consideraremos al mes de julio de 2018 y posteriormente supondremos valores altos y bajos para ver de qué manera estos valores impactan en la facturación.

La metodología consiste primeramente en obtener los cargos por energía y demanda, después aplicar el porcentaje obtenido del cálculo por penalización o bonificación al total de cargos y finalmente obtenemos el monto a pagar por ese parámetro.

Para obtener el monto a pagar de penalización por bajo factor de potencia, utilizaremos de ejemplo como ya se mencionó los datos del mes de julio de 2018.

REPORTE DE CONSUMOS

1 de Agosto de 2018

DATOS

RPU: 671801000535 IDENTIFICADOR: DK04A035
 NOMBRE: PEMEX REFINA SUPTENCIA LOC VEN
 NUM CUENTA: 85DK04G010300100 MEDIDOR: 35T14G
 MEDIDO EN BAJA: SI ESTIMADO: NO
 REGISTRO: Mes Anterior TIPO MEDIDOR: A3 Perfil (pm)
 PROCESO: Automatico TARIFA: HM
 MULTIPLICADOR: 120 REGION: Sur
 LECTURA: 2018/07/31 24:00 PROCESO: 2018/08/01 12:10
 NUM. RESETS: 0 INTERRUMPIBLE: NO

CONSUMOS DEL PERIODO

	KWH	KVARH	KW	FECHA	HORAS	FP	FC
PUN	4,578	2,286	152	2018/07/06 20:15	44	89.46	0.68
INT	38,176	19,225	191	2018/07/27 10:50	445	89.31	0.45
BAS	16,307	7,435	137	2018/07/06 00:15	255	90.98	0.47
SEM	0	0	0		0	0.00	0.00
TOT	59,061	28,945	191	2018/07/27 10:50	744	89.79	0.42

Cualquier fracción de los valores de energía y demanda de cada periodo se toman como kilowatt-hora, kilovarrhon y kilowatt completo.
 El cálculo del factor de potencia se realiza con los valores totales de los kilowatt-horas y kilovarrhon.
 Los valores por periodo de la energía reactiva en kilovarrhon es solo de caracter informativo.

Fig. 99. Reporte de consumos de la terminal del mes de julio de 2018. Fuente: Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.

Para obtener los cargos por energía y demanda tomaremos las metodologías utilizadas de los subtemas “3.3.1 Análisis del Consumo kWh” y “3.4 Análisis y control de la demanda” en los cuales se muestra el desarrollo del cálculo. Los cargos por energía se encuentran en el “Anexo (Tablas y gráficas de reportes mensuales)” en la sección “Cargos por energía” y los cargos por demanda los calcularemos a continuación.

Para la demanda por distribución

$$Demanda = \min \left\{ 191 \text{ kW} , \left[\frac{56,061 \text{ kWh}}{24 * 31 * 0.57} \right] \right\}$$

Por lo tanto, obtenemos

$$Demanda = \min \{ 191 \text{ kW} , 132.1943 \text{ kW} \} = 132.1943 \text{ kW}$$

Mientras que para el cargo por capacidad

$$Demanda = \min \left\{ 152 \text{ kW} , \left[\frac{56,061 \text{ kWh}}{24 * 31 * 0.57} \right] \right\}$$

Por lo tanto, obtenemos

$$Demanda = \min \{ 152 \text{ kW} , 132.1943 \text{ kW} \} = 132.1943 \text{ kW}$$

Obtenemos que, para ambos cargos, la demanda facturable para el mes de julio de 2018 es de 132.1943 kW. Tomando en cuenta los datos obtenidos de la página de CFE en relación a los cargos por distribución recopilados en el “Anexo (Costos y cargos de la energía)” en la sección “Cargos por dist. y capacidad” tenemos que para el mes de julio los cargos de demanda por distribución y por capacidad son 134.22 \$/kW y 302.75 \$/kW respectivamente.

Lo siguiente es multiplicar el valor de demanda facturable obtenido por los cargos:

$$\text{Cargo por distribución} = (132.1943 \text{ kW}) \left(134.22 \frac{\$}{\text{kW}} \right) = 17,743.1189 \$$$

$$\text{Cargo por capacidad} = (132.1943 \text{ kW}) \left(302.75 \frac{\$}{\text{kW}} \right) = 40,021.8243 \$$$

En la *Tabla 32*, se muestra una tabla con los cargos totales por energía y demanda:

Tabla 32. Cargos totales por demanda del mes de julio de 2018. Fuente: Propia

Cargos para el mes de julio de 2018	
Cargo por energía	\$ 81,182.00
Cargos por demanda	\$ 57,764.94
Total =	\$ 138,946.94

Lo siguiente es aplicar la fórmula de penalización, para ver que porcentaje del total de los cargos se pagará por tener un factor de potencia de 89.79. Cabe resaltar que ese valor está ligeramente por debajo de lo requerido.

Se sabe que la penalización se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Cargo} = \frac{3}{5} \left[\left(\frac{0.90}{FP} \right) - 1 \right] * 100$$

Sustituyendo los valores obtenemos

$$\text{Cargo} = \frac{3}{5} \left[\left(\frac{0.90}{0.8979} \right) - 1 \right] * 100 = .14\%$$

Por lo tanto, obtenemos que el cargo por ese factor de potencia bajo es muy pequeño:

$$\text{Cargo por bajo factor de potencia} = (138,946.94 \$) \left(\frac{.14 \%}{100} \right) = 194.9806 \$$$

Sin embargo, con el fin de demostrar el impacto que este parámetro tiene en la facturación por un problema de bajo factor de potencia muy por debajo del que se presentó en el análisis anterior, se supondrá un valor de FP=.80.

$$Cargos = \frac{3}{5} \left[\left(\frac{0.90}{0.80} \right) - 1 \right] * 100 = 7.5 \%$$

Por lo tanto, obtenemos que el cargo por ese factor de potencia

$$Cargos \text{ por bajo factor de potencia} = (138,946.94 \$) \left(\frac{7.5 \%}{100} \right) = 10,421.0205 \$$$

Como podemos observar la penalización con 0.80 de factor de potencia considerando los mismos cargos por energía y demanda pudo ser de 10,421.0205 \$ en ese mes.

Por otra parte, la bonificación suponiendo que el factor de potencia en ese mismo mes hubiese sido de 0.99, sería la siguiente:

Se sabe que la bonificación se calcula de la siguiente manera:

$$bonificación = \frac{1}{4} \left[1 - \left(\frac{0.90}{FP} \right) \right] * 100$$

Sustituyendo los valores obtenemos

$$bonificación = \frac{1}{4} \left[1 - \left(\frac{0.90}{0.99} \right) \right] * 100 = 2.2727\%$$

Por lo tanto, obtenemos que la bonificación por ese factor de potencia

$$Bonificación = (138,946.94 \$) \left(\frac{2.2727 \%}{100} \right) = 3,157.8850 \$$$

Podemos concluir que, obtenemos que a pesar de que las bonificaciones son menores comparadas con las penalizaciones, hay que comprender que el principal beneficio por tener un mejor factor de potencia es nuestra instalación y la calidad de la energía. Sin embargo, los montos plasmados anualmente ya son considerables, tanto para un beneficio como para un gasto indebido.

4. Recomendaciones para reducir consumo y demanda eléctrica

Considerando que el mayor consumo de la terminal está conformado por los motores eléctricos y los aires acondicionados, a continuación, se plantean propuestas de eficiencia energética y obtener ahorro en estas áreas de oportunidad.

4.1 Cambio a motores de mayor eficiencia

El ahorro de energía en motores eléctricos es trascendental en los programas de eficiencia energética ya que estos absorben entre el 60 al 70 % de la demanda de energía en el sector industrial. Retomando el tema del levantamiento de la terminal, podemos ver que el consumo

de los motores está alrededor del 60%, por lo tanto, una mejora en el consumo de estos nos reducirá considerablemente el consumo en general de la empresa.

Un motor eléctrico es una máquina eléctrica que convierte la energía eléctrica en energía mecánica.

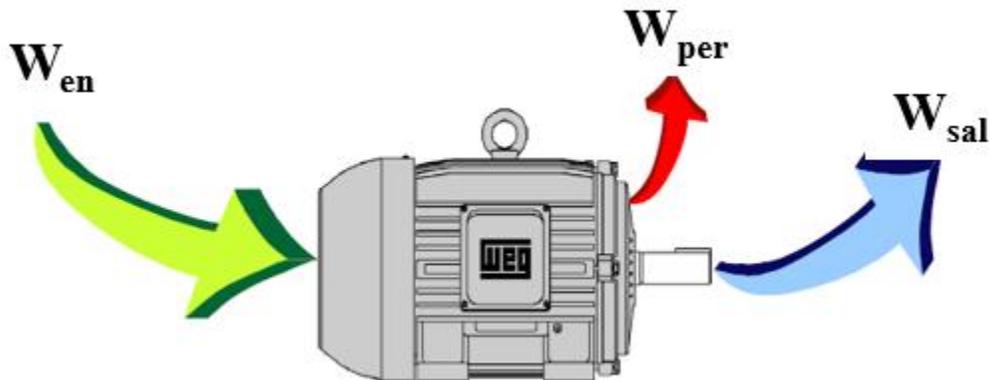


Fig. 100. La energía en un motor eléctrico: Fuente: PAESE

Donde W_{en} es la energía de entrada en forma eléctrica, W_{per} es la energía perdida durante el proceso en forma de calor y W_{sal} es la energía de salida en forma mecánica.

Tomando en cuenta el principio de conservación de la energía que dice que “La energía no se crea ni se destruye, solo se transforma”, la relación del proceso energético del motor tomando en cuenta el principio anterior puede ser expresado como:

$$W_{en} = W_{per} + W_{sal}$$

La energía eléctrica que entra es igual a las pérdidas que ocurren en el proceso más la energía mecánica que sale.

Dentro del motor eléctrico existe un sistema que convierte la energía eléctrica en mecánica. A continuación, se muestran las partes constitutivas de un motor de inducción tipo jaula:

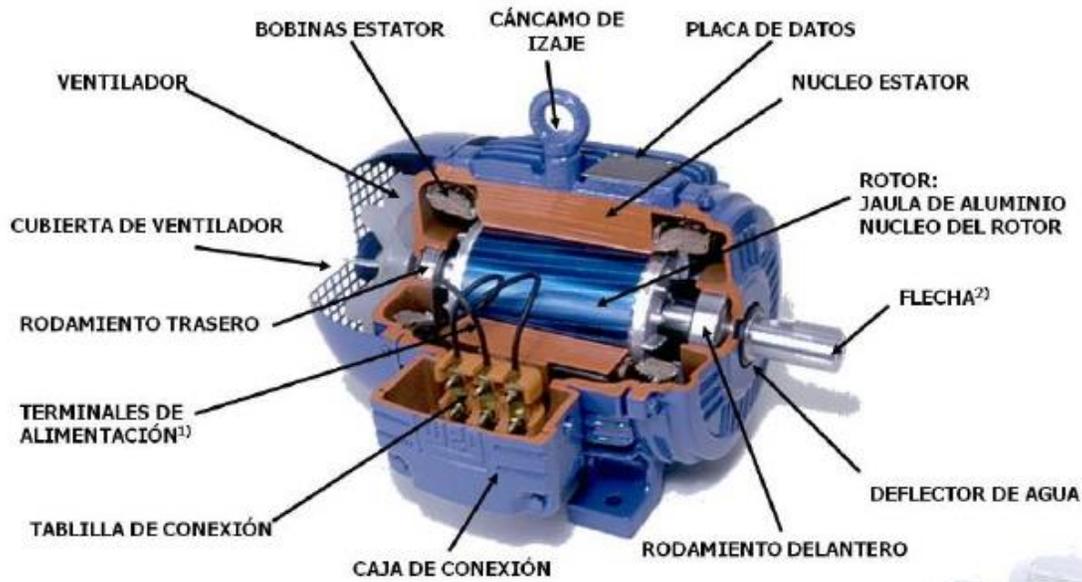


Fig. 101. Partes de un motor eléctrico. Fuente: Diplomado Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019

Como se puede observar en la imagen anterior, tenemos dos partes importantes en cuanto a los términos de energía, las terminales de alimentación que conforman la entrada de la energía eléctrica y la flecha que conforma la salida de la energía mecánica.

La eficiencia (η) de un motor eléctrico es la medida (porcentaje) de su habilidad para convertir la potencia eléctrica que toma de la red en potencia mecánica útil. A continuación, se muestran las fórmulas para calcular la eficiencia en motores eléctricos:

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}}$$

Pero sabemos que

$$\text{Potencia de entrada} = \text{Pérdidas} + \text{Potencia de salida}$$

Entonces obtenemos que

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Pérdidas} + \text{Potencia de salida}}$$

De la definición anterior se deduce que las pérdidas y la eficiencia tienen una relación inversa.

Los motores de inducción tipo jaula de ardilla son los motores eléctricos más populares y utilizados dentro del ámbito industrial y doméstico.

En las tablas siguientes, se presentan las eficiencias estandarizadas de los motores eléctricos.

Tabla 33. Eficiencia norma aplicable. Fuente: Diplomado “Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019

HP	NOM-1985		NOM-1994		NOM-1997		NOM-2002	Sello Fide	Premium
	STD	AE	STD	AE	STD	AE			
1	74.0	76.7	74.0	76.0	74.3	76.0	78.0	81.7	81.7
1.5	77.3	80.9	77.3	79.5	77.8	79.5	82.3	86.0	86.0
2	78.8	82.9	78.8	82.1	78.9	82.1	84.3	86.8	86.8
3	79.5	83.6	79.4	83.0	77.1	83.0	86.1	88.5	88.5
5	82.8	85.8	82.8	85.1	82.6	85.1	87.0	89.2	89.2
7.5	84.3	86.8	84.0	86.5	84.3	86.5	88.3	90.7	90.7
10	85.1	88.2	85.1	87.5	85.4	87.5	89.3	91.0	91.0
15	85.6	89.0	85.6	88.5	86.0	88.5	90.0	91.7	91.7
20	86.3	89.7	86.3	89.4	86.8	89.4	90.2	91.9	91.9
25	87.1	90.4	87.1	90.3	87.3	90.3	91.2	92.8	92.8
30	88.1	90.8	88.1	90.4	88.2	90.4	91.5	92.8	92.8
40	88.5	91.3	88.5	91.0	88.9	91.0	92.2	93.5	93.5
50	89.1	91.3	89.1	91.3	89.4	91.3	92.5	93.9	93.9
60	89.6	92.2	89.6	92.0	90.1	92.0	93.0	94.4	94.4
75	90.0	92.9	90.0	92.9	90.2	92.9	93.4	94.5	94.5
100	90.5	93.2	90.5	93.2	90.8	93.2	93.8	94.8	94.8
125	91.0	93.2	91.0	93.3	91.4	93.3	94.2	95.1	95.1
150	91.4	93.6	91.4	93.7	91.5	93.7	94.5	95.5	95.7
200	92.0	94.0	92.1	94.2	92.0	94.2	94.8	95.8	95.9
250	-	-	-	-	-	-	95.0	95.9	95.9
300	-	-	-	-	-	-	95.3	95.9	95.9
350	-	-	-	-	-	-	95.3	95.9	95.9
400	-	-	-	-	-	-	95.4	95.9	95.9
450	-	-	-	-	-	-	95.4	95.9	95.9
500	-	-	-	-	-	-	95.6	95.9	95.9

Tabla 34. Valores de eficiencia. Fuente: NOM-016-ENER-2002

HP	Cerrado				Abierto				
	Polos	2	4	6	8	2	4	6	8
1		75.5	82.5	80.0	74.0	75.5	82.5	80.0	74.0
1.5		82.5	84.0	85.5	77.0	82.5	84.0	84.0	75.5
2		84.0	84.0	86.5	82.5	84.0	84.0	85.5	85.5
3		85.5	87.5	87.5	84.0	84.0	86.5	86.5	86.5
5		87.5	87.5	87.5	85.5	85.5	87.5	87.5	87.5
7.5		88.5	89.5	89.5	85.5	87.5	88.5	88.5	88.5
10		89.5	89.5	89.5	88.5	88.5	89.5	90.2	89.5
15		90.2	91.0	90.2	88.5	89.5	91.0	90.2	89.5
20		90.2	91.0	90.2	89.5	90.2	91.0	91.0	90.2
25		91.0	92.4	91.7	89.5	91.0	91.7	91.7	90.2
30		91.0	92.4	91.7	91.0	91.0	92.4	92.4	91.0
40		91.7	93.0	93.0	91.0	91.7	93.0	93.0	91.0
50		92.4	93.0	93.0	91.7	92.4	93.0	93.0	91.7
60		93.0	93.6	93.6	91.7	93.0	93.6	93.6	92.4
75		93.0	94.1	93.6	93.0	93.0	94.1	93.6	93.6
100		93.6	94.5	94.1	93.0	93.0	94.1	94.1	93.6
125		94.5	94.5	94.1	93.6	93.6	94.5	94.1	93.6
150		94.5	95.0	95.0	93.6	93.6	95.0	94.5	93.6
200		95.0	95.0	95.0	94.1	94.5	95.0	94.5	93.6
250		95.4	95.0	95.0	94.5	94.5	95.4	95.4	94.5
300		95.4	95.4	95.0	-	95.0	95.4	95.4	-
350		95.4	95.4	95.0	-	95.0	95.4	95.4	-
400		95.4	95.4	-	-	95.4	95.4	-	-
450		95.4	95.4	-	-	95.8	95.8	-	-
500		95.4	95.8	-	-	95.8	95.8	-	-

Tabla 35. Valores de eficiencia. Fuente: NOM-016-ENER-2010

Potencia Nominal, kW	Potencia Nominal cp	MOTORES CERRADOS				MOTORES ABIERTOS			
		2 Polos	4 Polos	6 Polos	8 Polos	2 Polos	4 Polos	6 Polos	8 Polos
0,746	1	77,0	85,5	82,5	74,0	77,0	85,5	82,5	74,0
1,119	1,5	84,0	86,5	87,5	77,0	84,0	86,5	86,5	75,5
1,492	2	85,5	86,5	88,5	82,5	85,5	86,5	87,5	85,5
2,238	3	86,5	89,5	89,5	84,0	85,5	89,5	88,5	86,5
3,730	5	88,5	89,5	89,5	85,5	86,5	89,5	89,5	87,5
5,595	7,5	89,5	91,7	91,0	85,5	88,5	91,0	90,2	88,5
7,450	10	90,2	91,7	91,0	88,5	89,5	91,7	91,7	89,5
11,119	15	91,0	92,4	91,7	88,5	90,2	93,0	91,7	89,5
14,92	20	91,0	93,0	91,7	89,5	91,0	93,0	92,4	90,2
18,65	25	91,7	93,6	93,0	89,5	91,7	93,6	93,0	90,2
22,38	30	91,7	93,6	93,0	91,0	91,7	94,1	93,6	91,0
29,84	40	92,4	94,1	94,1	91,0	92,4	94,1	94,1	91,0
37,30	50	93,0	94,5	94,1	91,7	93,0	94,5	94,1	91,7
44,76	60	93,6	95,0	94,5	91,7	93,6	95,0	94,5	92,4
55,95	75	93,6	95,4	94,5	93,0	93,6	95,0	94,5	93,6
74,60	100	94,1	95,4	95,0	93,0	93,6	95,4	95,0	93,6
93,25	125	95,0	95,4	95,0	93,6	94,1	95,4	95,0	93,6
111,9	150	95,0	95,8	95,8	93,6	94,1	95,8	95,4	93,6
149,2	200	95,4	96,2	95,8	94,1	95,0	95,8	95,4	93,6
186,5	250	95,8	96,2	95,8	94,5	95,0	95,8	95,4	94,5
223,8	300	95,8	96,2	95,8	---	95,4	95,8	95,4	---
261,1	350	95,8	96,2	95,8	---	95,4	95,8	95,4	---
298,4	400	95,8	96,2	---	---	95,8	95,8	---	---
335,7	450	95,8	96,2	---	---	95,8	96,2	---	---
373	500	95,8	96,2	---	---	95,8	96,2	---	---

La Fig. 102, muestra gráficamente el comportamiento de las curvas de eficiencia promedio de los motores por evolución histórica de acuerdo con la NOM.

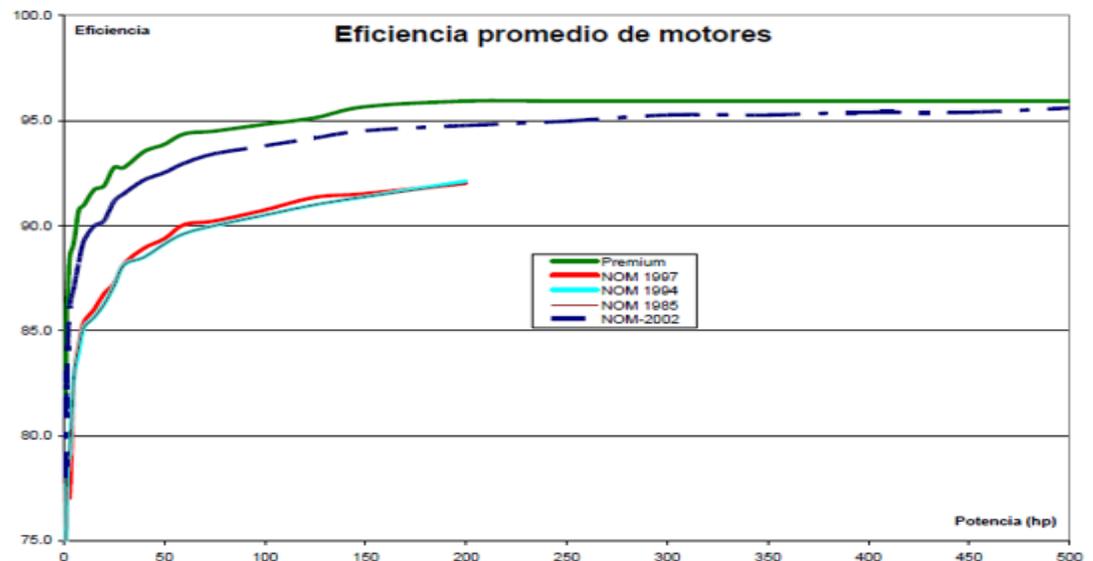


Fig. 102. Eficiencia promedio de los motores eléctricos

La Fig. 103, muestra una comparación de los valores de eficiencia normalizados para 4 polos.

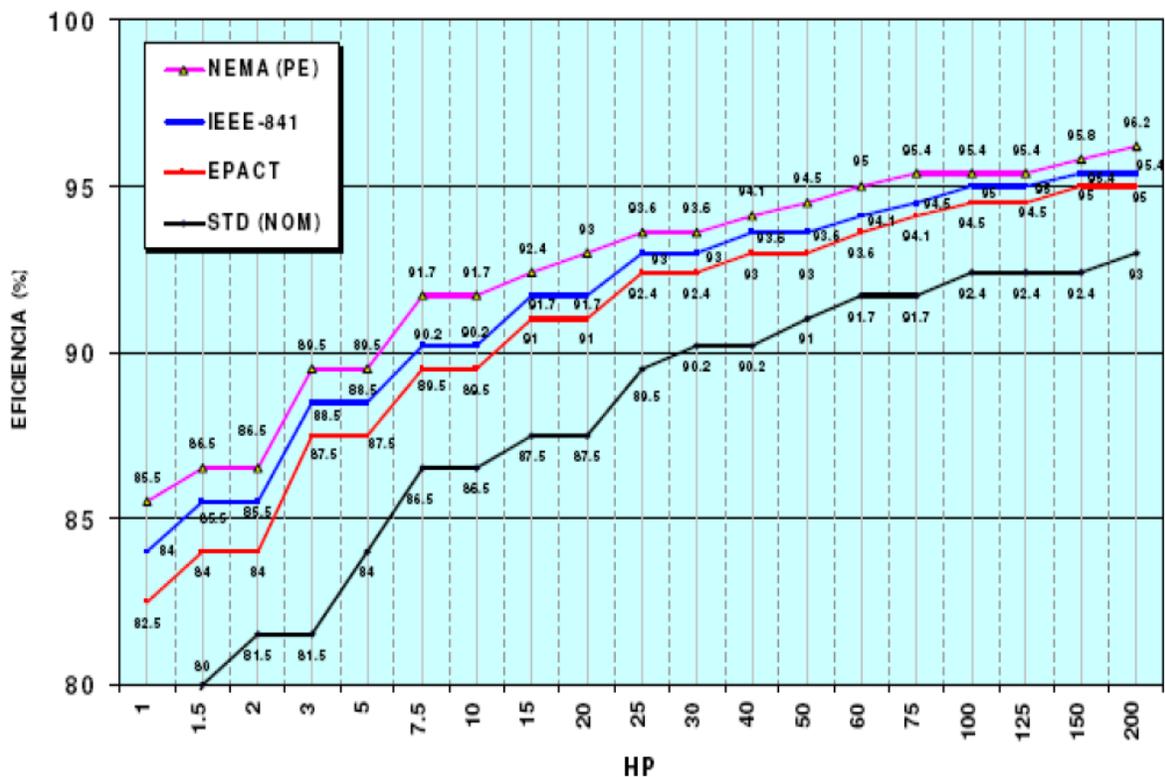


Fig. 103. Valores de eficiencia normalizados de la NEMA, IEE-84, EPACT y STD (NOM). Fuente: Diplomado "Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019"

La Fig. 104, muestra los niveles de eficiencia de los motores NEMA (4-polos).

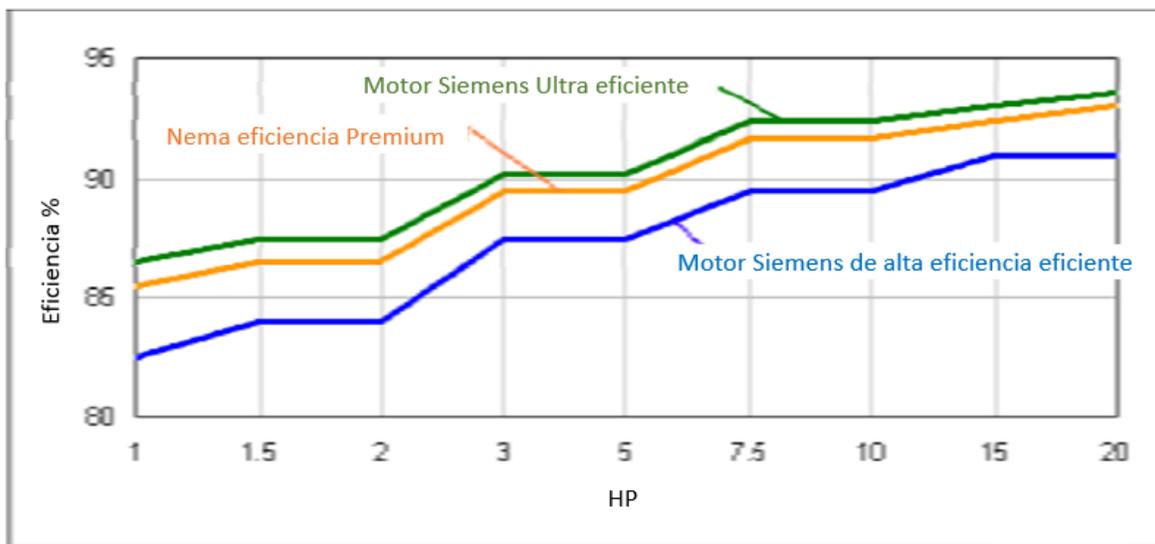


Fig. 104. Eficiencia de los motores NEMA. Fuente: Fuente: Diplomado "Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019"

Cualidades del motor de alta eficiencia:

- Mayor volumen de cobre: Reduce pérdidas por resistencia y la temperatura en operación.
- Ventilador mejorado (mejor enfriamiento).
- Acero de silicio, lo que permite menores pérdidas magnéticas (W/lb), y de menor espesor.
- Menor entre hierro: Reduce pérdidas indeterminadas.
- Rediseño de armazón: Mejor disipación térmica.
- Núcleos magnéticos: De mayor longitud reducen pérdidas. Se incrementa la capacidad de enfriamiento.

Ventajas de motores NEMA Premium:

- Más silenciosos.
- Mayor vida útil.
- Mayor confiabilidad.
- Menores pérdidas.
- Menor temperatura de operación.
- Menor consumo y pago de energía eléctrica.

Los motores NEMA Premium se utilizarán cuando se desee reducir los costos de operación por el ahorro del consumo de energía eléctrica y de la demanda máxima, esta es la razón principal de esta propuesta, además acabe resaltar que los motores que se encuentran en la terminal son motores de eficiencia estándar y veces operan sobre cargados.

Es importante aclarar además de que los motores de la terminal son de eficiencia estándar, ya se han reparados al menos un par de veces en lugar de ser reemplazados. El número de rebobinados, el desbalanceo de voltaje y los efectos de variación en la frecuencia, son factores que afectan la operación del motor eléctrico.

A continuación, se muestran los criterios para sustitución de un motor eléctrico. Factores para evaluar:

- Descripción completa del motor:
- Horas de operación al año.
- Eficiencia del motor.
- Nivel de carga.
- Par de arranque.
- Información sobre reparaciones anteriores.
- Características especiales eléctricas y mecánicas.

Cuando un motor trabaja a una carga diferente de la nominal, se produce una variación en la eficiencia. De acuerdo con la información de diferentes fabricantes se sabe que la mayor

eficiencia de un motor se obtiene en torno al 85% de factor de carga, en el caso de motores de alta eficiencia y al 75% para motores de eficiencia estándar.

4.2 Optimización del uso de la energía en aires acondicionados

El objetivo del aire acondicionado es crear las condiciones de confort para la realización de las actividades humanas. Para lograr dicho objetivo, los equipos de aire acondicionado remueven el calor del espacio cuyo ambiente se desea acondicionar.

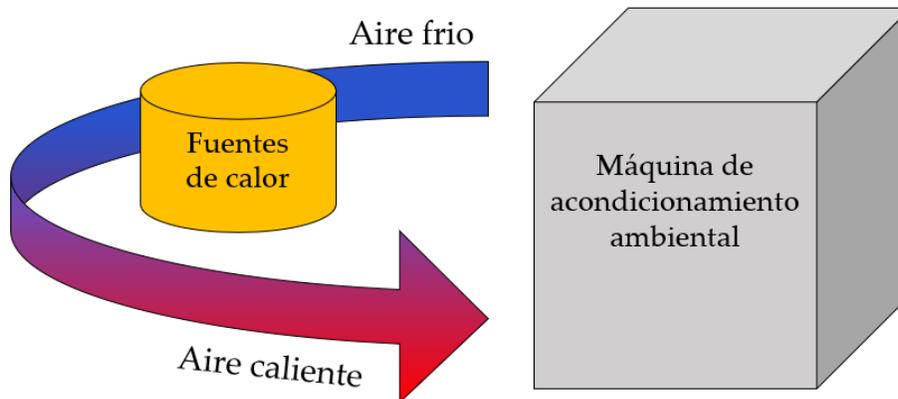


Fig. 105. Proceso simplificado de un aire acondicionado. Fuente: Propia

Las fuentes de calor en un espacio a acondicionar básicamente son de tres tipos:

- Calor producido por las personas dentro del espacio a acondicionar.
- Calor producido por los equipos eléctricos y otras fuentes de calor dentro del espacio a acondicionar.
- Calor que entra a través de los elementos arquitectónicos del espacio a acondicionar (paredes, techo, piso, puertas, ventanas, etc.).

Conceptos básicos:

Climatización: La climatización es un proceso de tratamiento del aire que se efectúa a lo largo de todo el año, controlando en los espacios interiores la temperatura, la humedad, la pureza y velocidad del aire, para crear condiciones adecuadas para la comodidad del usuario y lograr el intercambio de aire a los espacios que no pueden ser ventilados de manera natural o que requieran condiciones especiales de temperatura controlada.

Aire: El aire es un gas incoloro, insípido e inodoro, mezcla de diversos gases. Se divide en dos grupos: el aire seco y el aire húmedo. El seco es, naturalmente, el que carece de humedad; el húmedo, el que la tiene. El aire posee la propiedad de ser un transportador que puede llevar frío, calor, humo, vapor, suciedad, polvo, olores y también sonido.

Se puede acondicionar de diferentes maneras, tales como:

- Enfriándose.
- Calentándose.
- Quitando humedad.
- Añadiendo humedad al seco o parcialmente seco.
- Comprimiéndose.

Calor: Es una forma especial de la energía, la térmica, que se produce con el movimiento de las moléculas y se transfiere de unos cuerpos a otros. Este proceso se repite constantemente en nuestro entorno y afecta el comportamiento de los cuerpos. La climatización se basa en la transmisión se basa en la transmisión de calor de unos cuerpos a otros.

Frio: El frio es la ausencia de calor. Aplicado al ser humano, es la sensación que se experimenta por su pérdida y se nota cuando la temperatura interior del cuerpo es más elevada que la de otros elementos externos.

Zona de confort: Es aquella en la que el ser humano se siente más cómodo y a gusto dentro de la casa. Todo su ambiente le influye, por eso es tan importante la climatización interior.

Claves de confort:

Temperatura: La temperatura es la escala usada para medir la intensidad del calor, también puede definirse como el grado de calor sensible que tiene un cuerpo en comparación con otro. Hay dos escalas de temperaturas que son las más usadas en todo el mundo: Celsius y Fahrenheit. En la primera, el valor 0° queda marcado por el punto de congelación del agua, y el valor de 100° C corresponde al de ebullición (dependiendo de la presión atmosférica, ya que en altitudes superiores esta disminuye, por lo que el agua necesita temperaturas menores para entrar en ebullición). En la segunda, el punto de congelación corresponde a 32° y el de ebullición a 212°. En El Salvador se utiliza la escala de grados Centígrados (Celsius).

La temperatura del aire es la primera variable para tomar en consideración en la comodidad. A menudo el calor o el frio percibido por las personas tiene más que ver con la sensación térmica que con la temperatura real, el cual es el resultado de la forma en que la piel percibe la temperatura de los objetos y de su entorno.

Humedad: El equilibrio entre la humedad del aire y la temperatura proporciona el mayor grado de confort. Al ser humano le afectan grados de la humedad excesivamente altos o bajos. El confort se encuentra entre el 40 y 60 % de humedad relativa, tanto en invierno como en verano.

Pureza del aire: En el aire hay infinidad de pequeñas partículas sólidas en suspensión difíciles de detectar que causan molestias o alergias al ser humano cuando respira, además de provocar suciedad en los objetos y el mobiliario. Los filtros de los climatizadores contribuyen a mejorar la calidad del aire.

Circulación del aire: El calor y la humedad son distintos si el aire está en reposo o en movimiento, de ahí que la circulación del aire también contribuya a crear sensación de bienestar. Lo mejor es que el aire circule de manera uniforme, a la velocidad adecuada y que no concentre en una sola dirección.

Nivel sonoro: El ser humano es muy sensible al ruido elevado, por ello es muy importante conocer el nivel sonoro que emiten las máquinas. El ruido se mide en decibelios dB(A) y los niveles de confort sonoro se estiman en menos de 30 dB(A) durante el sueño y en menos de 50 dB(A) durante el día.

3.7.2 Control operacional de la temperatura de confort

Se trata de ajustar la temperatura objetivo en el control, a la temperatura de confort. Esta temperatura que se establece depende de la región en la que nos encontremos geográficamente hablando.

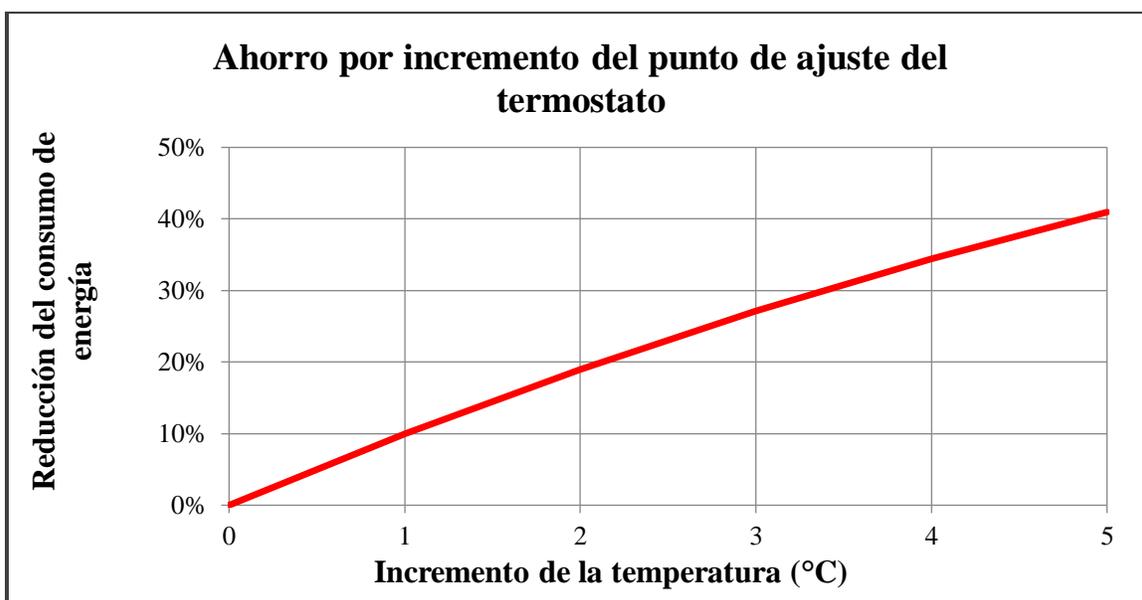


Fig. 106. Relación del consumo por nivel de temperatura. Fuente: Fuente: Diplomado “Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019

En Chiapas más de la mitad de su territorio, el 54% presenta clima Cálido húmedo, el 40% clima Cálido subhúmedo, el 3% templado húmedo y el 3% restante tiene clima Templado subhúmedo.

La temperatura media anual, varía dependiendo de la región, de 18°C en los Altos de Chiapas, a 28°C en la Llanura Costeña. La temperatura promedio más alta es de 30°C y la mínima de 17.5°C.



Fig. 107. Tipos de climas en Chiapas. Fuente: INEGI

Entonces aproximadamente en la imagen siguiente, podemos observar que el clima correspondiente a la zona en la que se encuentra Tuxtla Gutiérrez es cálido húmedo, en Tuxtla Gutiérrez, la temporada de lluvia es opresiva y nublada, la temporada seca es húmeda y mayormente despejada y es muy caliente durante todo el año. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 17 °C a 34 °C y rara vez baja a menos de 14 °C o sube a más de 38 °C, por lo que su temperatura media anual es de 25.4°C ≈ 26°C. La temporada cálida dura desde mediados de febrero hasta septiembre.

Cabe entonces resaltar, qué como la temperatura de confort dependerá de la región en la que nos encontremos, obtenemos que no tendremos la misma temperatura de confort en el estado de Chiapas que en el estado de Baja California sur, de esto nos podemos dar cuenta en la imagen siguiente.



Fig. 108. Tipos de climas en México. Fuente: INEGI

Sustitución tecnológica y control operacional (termostatos):

Se trata de instalar sistemas de control que, como función de la humedad relativa, ajusten la temperatura objetivo a la temperatura de “confort” correspondiente a dicha temperatura.

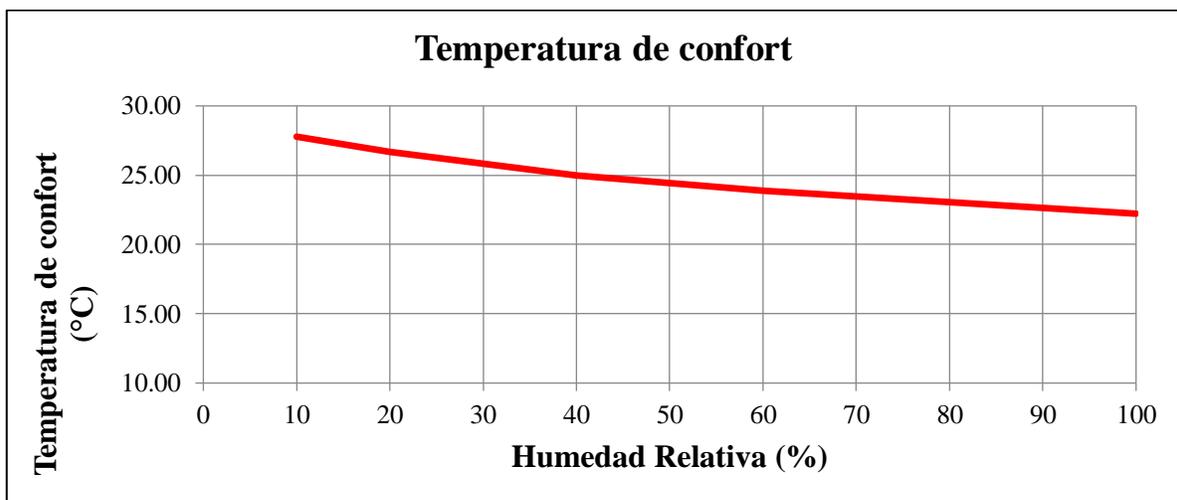


Fig. 109. Gráfica de la temperatura de confort en relación con la humedad relativa. Fuente: Diplomado “Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019

En la *Fig. 109*, se puede ver claramente la relación que existe entre la humedad relativa y la temperatura de confort.

En la *Fig. 110* y *Fig. 111*, podemos observar la humedad relativa que se registró el 12 de mayo de 2019 a las 24:00 h fue aproximadamente de 83%.



Fig. 110. Temperatura y humedad relativa. Fuente: Tiempoytemperatura.com

ÚLTIMOS DATOS		Actualización 13/05/2019 03:40:00 (UTC)	
● Temperatura actual	24 °C	● Punto de rocío	21 °C
● Sensación Térmica	-- °C	● Dirección del viento	W (280°)
● Humedad Relativa	83.3 %	● Velocidad Viento	5.6 km/h
● Precipitación	-- mm	● Rachas	-- km/h
● Presión	1013 hPa	● Radiación	-- W/m2

Fig. 111. Temperatura y humedad relativa. Fuente: Meteored.mx

Por lo tanto, si consideramos que la humedad relativa es de 83% la temperatura de confort que obtendremos en Tuxtla Gutiérrez el día 12 de mayo de 2019 a las 24:00 estará aproximadamente en un rango de 22°C A 24°C.

Pero en la *Fig. 112*, observamos que la humedad relativa está en función de las horas del día, entonces tenemos que la humedad máxima es de 78.2% aproximadamente a las 10:53, mientras que la mínima es 29% aproximadamente a las 19:48, entonces la temperatura de confort a las 10:53 está en el rango de 22°C y 24°C, por otra parte, la temperatura de confort a las 19:48 es de 26°C.

Resumen de datos para el 10 de Mayo de 2019:				
● Temperatura Máxima	37 °C	19:48	● Temperatura Mínima	23 °C 10:53
● Humedad máxima	78.2 %	10:53	● Humedad mínima	29.0 % 19:48
● Presión máxima	1013 hPa	13:50	● Presión mínima	1007 hPa 21:42
● Radiación máxima	-- W/m2		● Radiación mínima	-- W/m2
● Velocidad Viento (Máx)	16.7 km/h	21:42	● Rachas máximas de viento	-- km/h
● Precipitación acumulada	-- mm			

Fig. 112. Resumen de datos de temperatura para mayo de 2019. Fuente: Meteored.mx

Como conclusión al control de la temperatura en relación con la temperatura de confort se obtiene que: al programar un equipo a una temperatura mucho más baja que la temperatura de confort, solo estamos forzando al equipo y como consecuencia tenemos un gasto más elevado de energía eléctrica. En cambio, estableciendo los parámetros de temperatura correcta que también están relacionados con la temperatura y la humedad relativa, consumimos menos energía eléctrica y obtenemos resultados satisfactorios en cuestión a la climatización de un área determinada.

La velocidad de enfriamiento de un sistema de climatización depende de la potencia del equipo y de su eficiencia, no de la temperatura a la que se programa el equipo.

Con lo anterior podemos determinar que, conforme al diagnóstico energético eléctrico de primer nivel en cuanto al uso de los aires acondicionados, estos operan de una manera ineficiente.

En la imagen siguiente se muestra el aire acondicionado de la Jefatura de mantenimiento de tipo mini Split de 3 de 3.8 kW (3 TR), el cual está operando con una programación de temperatura a 17°C.



Fig. 113. Aire acondicionado en Jefatura de mantenimiento operando a 17°C de programación de temperatura. Fuente: Propia

Considerando que el aire acondicionado está operando de esta forma y tomando en cuenta lo anteriormente mencionado respecto a la temperatura de confort, no se está programado el

aire a una temperatura adecuada respecto a la del ambiente, y aunado a esto la puerta de la oficina permanece por momento abierta, el equipo lo único que está haciendo es forzarse para alcanzar la temperatura programada. Entonces por las condiciones de operación, el equipo en ningún momento va a alcanzar la temperatura programada y seguirá trabajando sin detenerse en algún momento.

Este tipo de situaciones fueron observadas a lo largo del diagnóstico en otras áreas de la terminal, por lo tanto, podemos concluir que en general hay una buena oportunidad de reducir el consumo utilizando correctamente los equipos.

Es importante concientizar al personal en cuanto al uso eficiente de la energía, una propuesta sin inversión es la de establecer lineamientos dentro de la terminal para el uso de los aires acondicionados, esto incluye el establecer correctamente los parámetros de temperatura de confort, el abrir y cerrar las puertas la menor cantidad posible.

Otro punto importante que tocar respecto a los aires acondicionados es el mantenimiento, ya que este ayudará a prolongar la vida útil de los equipos y los permitirá operar en condiciones óptimas, la mal programación del mantenimiento de estos equipos puede tener un cierto impacto en un consumo de energía mayor.

5. Conclusión

Los diagnósticos energéticos (eléctricos) de primer nivel, nos permiten entender de una mejor manera el comportamiento de la energía eléctrica en una instalación eléctrica. Mediante el levantamiento podemos saber cómo se encuentran las cargas instaladas consumiendo energía y de esta forma podemos identificar oportunidades de ahorro, de mejora, deficiencias, etc.

Hay que tener muy en cuenta que el diagnóstico energético es una herramienta, no la solución al control de costos energéticos. Este identifica las áreas de mayor consumo de energía, llamado la atención al desperdicio energético y a los procesos y operaciones ineficientes, apuntando a aquellas áreas en las cuales se puede lograr un mayor ahorro.

Las mediciones que proporciona la CFE son un indicador primario en cuanto a los diagnósticos, porque de esta forma sin juntamos los reportes podemos analizar el historial eléctrico que tiene la instalación.

Los valores de que contiene este tipo de reportes o facturas son una buena base para comenzar el diagnóstico ya que, si aterrizamos esto con la información del levantamiento, podemos identificar qué es lo que ocasiona que los parámetros eléctricos (kWh, kVArh, kW, FP, FC) estén de cierta forma.

En relación con la demanda eléctrica, con el historial de los consumos podemos determinar un control de esta misma sin la necesidad de invertir dinero, solamente estableciendo un control de los horarios y pidiendo la colaboración del personal.

El factor de potencia es otro indicador que podemos apreciar de la calidad de la energía con los reportes mensuales de consumos, y de cierta forma podemos determinar las penalizaciones y beneficios que podremos tener encaso de tener un factor de potencia por debajo o por encima de 0.9, siendo además el mejoramiento una medida de ahorro muy rentable.

Lo importante de los diagnósticos es entender que el fin es buscar siempre mejoras para el uso eficiente de la energía, a partir de analizar los consumos actuales y el comportamiento de la electricidad en una determinada instalación eléctrica.

Las propuestas sin inversión son muy importantes y no tienen ningún costo monetario, pero lo que si se necesita es la colaboración del mismo personal y realizar la concientización y capacitación de este para obtener resultados en cuanto al uso correcto de la energía eléctrica, ya que el uso indebido tendrá sus repercusiones en la facturación y lo mas importante, al medio ambiente.

Dentro de las propuestas que se pueden sugerir para el consumo de la terminal y general del nivel industrial, son las enfocadas al consumo de los motores eléctricos y aires acondicionados, ya que este tipo de cargas representan el mayor porcentaje de consumo de las instalaciones, en el caso de la terminal, como se pudo ver con los datos del levantamiento estos consumos representan el 78% aproximadamente de la terminal, por lo que al implementar proyectos de eficiencia energética en estas áreas, se lograrán grandes beneficios en cuanto al ahorro de energía.

En cuanto a la propuesta del cambio de los motores eléctricos de eficiencia estándar a eficiencia premium, se pueden tener considerablemente ahorros de energía por la tecnología de estos nuevos motores. Similarmente con los equipos de aire acondicionado, es importante tomar en cuenta la eficiencia con la que estos equipos operan, ya que, a mayor eficiencia, menores son los consumos de energía.

Por otra parte, no quedan descartados los proyectos de iluminación, ya que de cierta forma con la llegada de la iluminación led, tenemos la facilidad de reducir los consumos hasta un 50%, sin embargo, no se tienen como prioridad este tipo de proyectos ya que, por ejemplo, en el caso de la terminal, la iluminación representa del consumo total un 14% aproximadamente.

En cuanto a la situación actual de la terminal, es importante realizar un diagnóstico de tercer nivel el cual involucra un equipo de medición robusto (analizador de redes), con el fin de saber acerca de otros parámetros que no se pueden determinar por los reportes de consumos, ya que en la terminal se encuentran operando equipos que contienen electrónica de potencia y esta medición permitirá comprender el comportamiento de la electricidad pero a un nivel mas específico, como es el caso de los armónicos.

En la terminal se cuentan con bancos de capacitores, pero estos no contienen filtros de armónicos, por lo tanto, a presencia de armónicos estos bancos corren el riesgo de entrar en resonancia. Cabe resaltar que, así como la reactancia inductiva reduce el factor de potencia, al igual la presencia de armónicos lo hace.

5. Fuentes y Referencias

Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que expide la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-007-CRE-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica. Especificaciones y métodos de prueba para medidores multifunción y transformadores de instrumento. (DOF:13/03/2017).

Página oficial de la Comisión Federal de Electricidad.

Comisión reguladora de energía (CRE)

(Comisión reguladora de energía) Anexo único del acuerdo Núm. A/064/2018

(Comisión reguladora de energía) Anexo b del acuerdo A/058/2017

Diplomado “Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2019” por la PAESE (Programa de ahorro de energía del sector eléctrico).

Diplomado “Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica 2018” por la PAESE (Programa de ahorro de energía del sector eléctrico).

NOM-016-ENER-2010

NOM-016-ENER-2002

INEGI

Tiempoytemperatura.com

Meteored.mx

Terminal de almacenamiento y despacho de Pemex.