



UNIVERSIDAD
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL
PIRHUA

APLICACIÓN DESARROLLADA EN MATLAB PARA SELECCIÓN DE TARIFA ELÉCTRICA DE EMPRESAS DE LA REGIÓN PIURA

Raúl Sánchez-Miranda

Piura, noviembre de 2014

Facultad de Ingeniería

Departamento de Ingeniería Mecánico-Eléctrica

Sánchez, R. (2014). *Aplicación desarrollada en MATLAB para selección de tarifa eléctrica de empresas de la región Piura* (Tesis de pregrado en Ingeniería Mecánico-Eléctrica). Universidad de Piura, Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánico-Eléctrica. Piura, Perú.



Esta obra está bajo una [licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](#)

[Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura](#)

UNIVERSIDAD DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA



“Aplicación desarrollada en MATLAB para selección de tarifa eléctrica de empresas de la región Piura”

**Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico Eléctrico**

Raúl Ernesto Sánchez Miranda

Asesor: Ing. José Hugo Fiestas Chévez

Piura, Noviembre 2014

Dedicatoria

*A Dios, por ser guía y fortaleza en la búsqueda
de la verdad y la realización personal,
A mis padres, por la alegría de compartir la meta cumplida,
A mis maestros, por su dedicación y exigencia
académica en mi formación profesional,
A Cecilia, Ricardo, e Israel, por su auténtica
amistad y el constante empuje brindado
para culminar con éxito este objetivo.*

Prólogo

La mayor demanda de insumos y servicios en las últimas décadas ha ocasionado que el consumo de energía eléctrica en nuestro país aumente desmesuradamente. Reflejo de ello es el incremento en la demanda máxima del SEIN, así como la cantidad de GW.h consumidos en los últimos años. Este incremento se debe a aquellas empresas, industrias e instituciones que, al aumentar la demanda de sus insumos o servicios, deciden ampliar sus líneas de producción, maquinaria, infraestructura, entre otros, para cubrir así las necesidades de sus consumidores de los sectores productivos en los que están presentes.

Es aquí donde empiezan a generarse mayores costos por consumo de energía eléctrica, y es lógico pensar que esto ocurra. Pero, ¿el aumento en el recibo de electricidad es en realidad el monto que le corresponde pagar, o es que se puede pagar menos de lo esperado manteniendo el nuevo consumo eléctrico? La respuesta a esta interrogante será como siempre “depende”, ya que dependerá si el usuario realizó, en su debido momento, la evaluación tarifaria para su “nuevo” suministro eléctrico. La experiencia de expertos en el tema dice que, por lo general, estas ampliaciones no se acompañan de una nueva evaluación tarifaria.

Existen profesionales independientes y empresas dedicadas a realizar análisis energéticos de industrias en general, para identificar en ellas posibles alternativas de ahorro en su consumo eléctrico. Estos ahorros pueden llegar a ser del 15 al 30% en el recibo final. Si el usuario decidiera realizar por sí mismo este análisis, la información detallada de los cargos tarifarios y el consumo eléctrico especificado en sus recibos constituyen toda la data relevante que necesita conocer. La dificultad radica en la gran cantidad de cálculos a realizarse y en la interpretación de ciertas consideraciones adicionales que deben tenerse en cuenta al momento de efectuar dicho análisis. Además, se debe saber que las tarifas eléctricas tienen una vigencia límite de 4 años y suelen realizarse modificaciones en ellas.

Tomando como referencia lo antes mencionado y atendiendo la necesidad actual de reducir costos en el consumo energético de toda empresa o negocio, se decidió desarrollar una aplicación en Matlab que sirva como herramienta para las pequeñas y medianas empresas de la región Piura y ,por qué no también, de otros departamentos del país, que deseen reducir costos a través de la evaluación de su tarifa eléctrica vigente, cerciorándose que el monto pagado en su recibo de electricidad sea el menor posible. Adicionalmente, tendrá a su disposición información relevante de su consumo eléctrico, la cual podrá

analizar cuidadosamente para tomar las medidas adecuadas y poder realizar los cambios más oportunos con el fin de lograr mayores ahorros en su facturación eléctrica.

Para la realización de este trabajo de tesis fue imprescindible el acompañamiento del asesor Ing. Hugo Fiestas Chevez, a quien se le agradece de una manera muy especial por su apoyo incondicional, por su tiempo invertido, y por ser un gran amigo y guía personal. De igual manera, se agradece al Ing. Enrique Martínez por la confianza puesta en mi persona para realizar la evaluación tarifaria de los suministros eléctricos que están a su cargo.

Resumen

En el presente trabajo se ha desarrollado una aplicación en el software MATLAB que permite a las pequeñas y medianas empresas de la región Piura una selección adecuada de su tarifa eléctrica, teniendo en cuenta que existen otras aplicaciones similares pero que ya dejaron de ser útiles hoy en día debido a las modificaciones que se realizan en la regulación tarifaria cada 4 años.

Como parte del estudio se analiza la norma de opciones tarifarias aplicadas al cliente final vigente (Resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD), los cargos tarifarios facturados y ofrecidos por Osinergmin en su página web, y las variables que intervienen en el cálculo tarifario.

La aplicación fue desarrollada en el entorno gráfico de MATLAB, para facilitar la comunicación usuario-programa y así no obligar al usuario a adquirir conocimientos de programación para emplearla. Siguiendo esta línea, se desarrolla y presenta la GUI “Tarifa Óptima”, la misma que se incluye con todos sus complementos en un archivo ejecutable “TarifaOptima.exe” listo para su ejecución sin necesidad de adquirir el software matriz.

Finalmente, se validó el software realizando el estudio de cuatro suministros de la Universidad de Piura. En uno de ellos se detectó que se puede conseguir ahorro cambiando simplemente de opción tarifaria y seleccionando la óptima. Este ahorro ascienden a 302 nuevos soles, 0.05% del costo total. Sin embargo, se ha observado que se consiguen mayores ahorros en cada caso si se logra modificar el consumo eléctrico de tal manera que se alcance la calificación como presente en fuera de punta. En este caso, los ahorros anuales ascienden a más de 74 mil nuevos soles, 13% del monto total.

Cabe señalar que modificar la calificación del usuario requiere un análisis detallado de las cargas eléctricas en el horario punta (18:00 a 23:00 p.m.).

Índice

Introducción.....	17
Capítulo 1: Marco teórico.....	19
1.1. Introducción.....	19
1.2. Definición de electricidad.....	19
1.2.1. Corriente continua y corriente alterna.....	20
1.2.2. Energía y potencia eléctrica.....	21
1.2.3. Máxima demanda.....	23
1.3. El sector eléctrico peruano.....	24
1.3.1. Generación eléctrica.....	25
1.3.2. Transmisión eléctrica.....	34
1.3.3. Distribución eléctrica.....	38
1.3.4. El mercado eléctrico peruano.....	41
1.4. Sistemas de utilización.....	45
1.4.1. Circuitos monofásicos y trifásicos.....	46
1.4.2. Facturación de energía eléctrica en el Perú.....	49
1.4.3. Componentes de una factura eléctrica industrial.....	52
1.5. Eficiencia energética.....	55
Capítulo 2: Normatividad.....	57
2.1. Introducción.....	57
2.1.1. Definiciones previas.....	57
2.1.2. Definición de parámetros.....	61
2.2. Opciones tarifarias.....	64
2.2.1. Tarifas en media tensión.....	64
2.2.1.1. Opción tarifaria MT2.....	64
2.2.1.2. Opción tarifaria MT3.....	67

2.2.1.3.	Opción tarifaria MT4.....	70
2.2.2.	Tarifas en baja tensión	73
2.2.2.1.	Opción tarifaria BT2.....	73
2.2.2.2.	Opción tarifaria BT3.....	76
2.2.2.3.	Opción tarifaria BT4.....	79
2.2.2.4.	Opción tarifaria BT5A.....	82
2.2.2.5.	Opción tarifaria BT5B	85
2.2.2.6.	Opción tarifaria BT5C-AP.....	86
2.2.2.7.	Opción tarifaria BT5D.....	87
2.2.2.8.	Opción tarifaria BT5E	88
2.2.2.9.	Opción tarifaria BT6.....	89
2.2.2.10.	Opción tarifaria BT7.....	90
2.2.2.11.	Opción tarifaria BT8.....	91
2.3.	Consideraciones generales	91
2.4.	Selección de la tarifa adecuada	92
Capítulo 3: Desarrollo de la aplicación		95
3.1.	Introducción	95
3.2.	Descripción del software MATLAB.....	95
3.2.1.	Características principales	95
3.2.2.	Cálculo numérico	96
3.2.3.	Programación y desarrollo de algoritmos	96
3.2.4.	Desarrollo y distribución de aplicaciones	98
3.2.5.	Análisis y visualización de datos	98
3.2.6.	Componentes del entorno de trabajo.....	99
3.3.	Interfaces gráficas de usuario (GUI).....	100
3.3.1.	Definición	100
3.3.2.	Flujo de operación con GUI.....	102
3.3.3.	Comandos de la herramienta GUIDE	103
3.3.4.	Objetos gráficos en MATLAB.....	104
3.3.5.	Funcionamiento de una aplicación GUI	105
3.3.6.	Diseño de la GUI “Tarifa Optima”	106
3.4.	Diagrama de flujo.....	106
3.5.	Descripción de la aplicación “Tarifa Optima”	111
3.5.1.	Partes, funcionalidad y alcance de la aplicación.....	111
3.5.2.	Descripción de la programación	113
3.5.2.1.	Inicialización de variables	114

3.5.2.2.	Ingreso y procesamiento de data.....	115
3.5.2.3.	Evaluación tarifaria y cálculo de costos	121
3.5.2.4.	Resultados	127
Capítulo 4: Aplicación de la GUI “Tarifa Óptima”		133
4.1.	Introducción.....	133
4.2.	Evaluación tarifaria de casos prácticos.....	134
4.2.1.	Suministro eléctrico “Urb. San Eduardo 330”	134
4.2.2.	Suministro eléctrico “MASTER”	145
4.2.3.	Suministro eléctrico “Av. Las Palmeras”	152
4.2.4.	Suministro eléctrico “Facultad de Ciencias de la Educación”	161
4.3.	Resumen de resultados	170
Conclusiones.....		173
Bibliografía.....		175
Anexos.....		179

Introducción

En el Perú se han realizado trabajos relacionados con la evaluación de la tarifa eléctrica para un determinado usuario final. Estos fueron elaborados, en su mayoría, con una normativa que en la actualidad ya no está vigente, debido a que cada cuatro años el Consejo Directivo de Osinergmin tiene como función actualizar las directivas complementarias para la aplicación y regulación tarifaria.

Es así como, atendiendo la necesidad actual de reducir costos en el consumo energético de cualquier empresa o negocio, la presente aplicación desarrollada en Matlab tendrá como finalidad ser un soporte para las pequeñas y medianas empresas de la región Piura que deseen buscar mejoras en su rentabilidad mediante la evaluación de su tarifa eléctrica vigente

En capítulo 1 se desarrolla el marco teórico, el cual incluye una revisión de los conceptos generales de electricidad, de las actividades del sector eléctrico peruano, del mercado eléctrico peruano y de la eficiencia energética en el sector eléctrico.

A continuación, en el capítulo 2 se revisa la normativa actual referente a la facturación eléctrica. Se definen algunos conceptos previos, para luego analizar cada opción tarifaria por separado. Se mencionan, además, las condiciones especiales que deben cumplirse para su aplicación.

En el capítulo 3 se describen los criterios tomados en cuenta para la elaboración de la GUI “Tarifa Óptima”, tanto la parte gráfica como el código fuente. Para ello, se hace una breve descripción de la herramienta GUIDE para diseñar interfaces gráficas de usuario en MATLAB, con la cual se desarrolló la aplicación del presente trabajo. Asimismo, se presenta el software MATLAB con sus principales ventajas y potencialidades, decisivas en su elección.

Finalmente, en el capítulo 4 se describen los casos prácticos que se analizaron con la aplicación desarrollada. Primero se detalla a grandes rasgos algunas características importantes de cada suministro eléctrico, para luego proceder a realizar la correspondiente evaluación tarifaria. En la evaluación tarifaria se mostrarán los gráficos y resultados numéricos que se obtengan de la aplicación. Finalmente, en el análisis de resultados, se seleccionan las opciones tarifarias óptimas en base a los resultados obtenidos.

Capítulo 1

Marco teórico

1.1. Introducción

En el marco teórico se incluye una revisión de los conceptos generales de electricidad, de las actividades del sector eléctrico, del mercado eléctrico y de la eficiencia energética en el sector eléctrico.

En los conceptos generales se explica brevemente la definición de electricidad, corriente, potencia y energía eléctrica. Asimismo, se describen las actividades del sector eléctrico, como son la generación, transmisión y distribución.

En lo que respecta al mercado eléctrico, se realiza una breve descripción enfocada a la facturación eléctrica.

1.2. Definición de electricidad

La electricidad es un fenómeno físico ocasionado por las cargas eléctricas tanto en reposo como en movimiento, y cuya energía se manifiesta en fenómenos mecánicos, térmicos, luminosos, químicos, entre otros (Tipler & Mosca, 2010).

El mundo que nos rodea hoy en día está lleno de aplicaciones de la electricidad que en el último siglo ha tenido un vertiginoso desarrollo. No obstante, no se debe ignorar que la electricidad tiene una larga historia. Thales de Mileto (aproximadamente 600 a.C.) describe las primeras observaciones de los fenómenos de atracción eléctrica al observar cómo trozos de ámbar (una resina fósil que los fenicios traían de las costas del mar báltico) al ser frotados atraían pequeños objetos como pajitas o plumas. Como el ámbar en griego antiguo era llamado “elektron”, a esta propiedad del ámbar se le llamó electricidad.

Cabe indicar que dentro del estudio de la electricidad se tienen dos partes: en la primera, la Electroestática, se estudia las cargas en reposo; mientras que en la segunda, la Electrodinámica, se estudian las cargas en movimiento.

Las interacciones electrostáticas son muy importantes en la naturaleza, pues mantienen unidos a los átomos, a las moléculas y a nuestros cuerpos. Las fuerzas eléctricas entre cuerpos cargados tienen muchas aplicaciones industriales: rociado

electrostático de pintura, el recubrimiento con polvos electrostáticos, la precipitación de cenizas volantes, la impresión sin impacto por chorro de tinta y el fotocopiado. Asimismo, gracias a la electrodinámica, el hombre lleva a cabo un sinnúmero de actividades con la posibilidad de disfrutar de aplicaciones que facilitan y hacen mejor su calidad de vida, por ejemplo, permite el uso de una serie de dispositivos tales como lavadoras, frigoríficos, televisores, ordenadores, sistemas de aire acondicionado, entre muchos otros.

La carga eléctrica es una propiedad de los cuerpos que se presenta cuando en sus átomos el número de protones es diferente al número de electrones. Su unidad de medida es el Coulomb (C). Así, la carga de un protón es la misma que la de un electrón, con la diferencia de que la carga del primero es positiva y la del electrón es negativa, mientras que los neutrones no tienen carga eléctrica, por lo que no son atraídos ni repelidos por los protones y electrones. Si un átomo gana o cede electrones queda cargado con carga negativa o positiva, respectivamente. En este caso, recibe el nombre de ion (Young & Freedman, 2009).

Actualmente, gracias al conocimiento del átomo, se sabe que la materia se forma de átomos eléctricamente neutros, con una cantidad de carga positiva igual que la cantidad de carga negativa, compuesto por partículas denominadas electrones, protones y neutrones, con cargas eléctricas negativas, positivas y neutras respectivamente.

1.2.1. Corriente continua y corriente alterna

Una corriente es cualquier movimiento de cargas de una región a otra. En este caso, se define como el flujo de cargas eléctricas que, por unidad de tiempo, atraviesan un área transversal. Para un conductor que tiene una diferencia de potencial entre sus extremos, la carga positiva se moverá del potencial mayor al potencial menor. A través de una sección transversal del conductor en un instante dt fluye una carga neta dq estableciéndose una corriente eléctrica i (Young & Freedman, 2009).

$$i = \frac{dq}{dt} \quad (1.1)$$

La unidad fundamental de la corriente eléctrica en el SI se denomina Amperio [A] y se define como carga por unidad de tiempo ($1A = 1C/s$).

Existen dos formas en las que se presenta la energía eléctrica: una es a través de la corriente continua (CC) y otra es mediante la corriente alterna (CA). Lo cierto es que la segunda es la de mayor utilización debido a varias razones técnico-económicas, entre las que encontramos la facilidad para ser transportada a grandes distancias y su masiva utilización en los sistemas de distribución (Dammert, Molinelli & Carbajal, 2011).

La corriente continua es aquella que no cambia de polaridad en el tiempo. Algunas fuentes que proveen este tipo de corriente son las pilas y las baterías y es ampliamente utilizada en la electrónica moderna. En la figura 1.1 se aprecian tres casos (A, B y C) en los que se puede presentar la corriente continua.

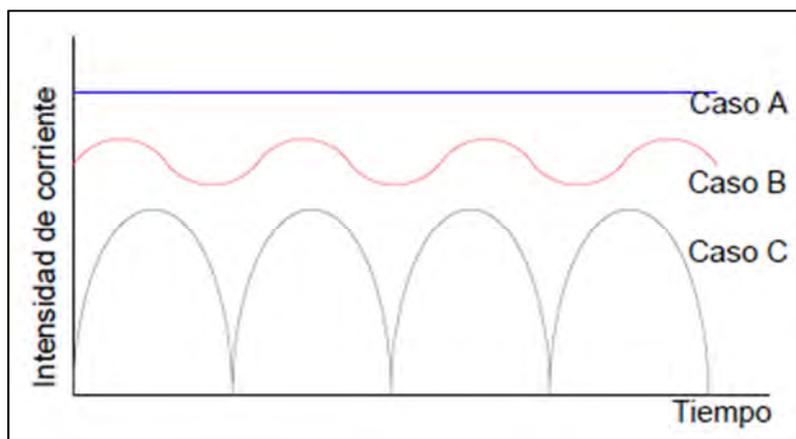


Figura 1.1. Representación de la corriente continua.
Fuente: elaboración propia. Basado en: Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) – pp. 25.

En cambio, la corriente alterna cambia de polaridad con el transcurrir del tiempo, es decir, en un momento es positiva y en otro es negativa. La forma de onda más utilizada por excelencia es la sinusoidal, la misma que aparece en la figura 1.2. Se caracteriza por ser una onda periódica, con una frecuencia f medida en el Sistema Internacional en Hertz (Hz). Para diferentes sistemas eléctricos se disponen distintos valores de frecuencia, por ejemplo en el Perú y Ecuador la frecuencia de la señal eléctrica es 60 Hz, mientras que en Europa, Chile, Argentina y Bolivia es 50 Hz.

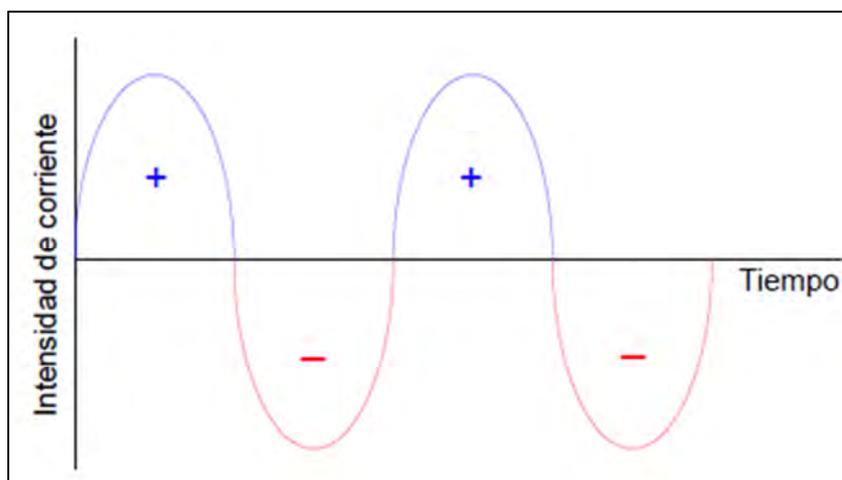


Figura 1.2. Representación de la corriente Alterna.
Fuente: elaboración propia. Basado en: Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) – pp. 26.

1.2.2. Energía y potencia eléctrica

Como se mencionó anteriormente, toda la materia está formada por átomos, y estos a su vez están conformados por partículas más pequeñas: protones, neutrones y electrones, entre otras partículas subatómicas. Los protones –que forman parte del núcleo del átomo–

y electrones –que rodean el núcleo del átomo– crean fuerzas de atracción y de repulsión debido a que estas partículas poseen carga eléctrica.

Dependiendo de la naturaleza del material, algunos átomos tienen electrones que pueden moverse libremente a través de ellos, esto quiere decir que fácilmente pueden desplazarse de un átomo a otro. En otros, por el contrario, los electrones están muy ligados a sus átomos y no pueden moverse con libertad. Los primeros son llamados materiales conductores (como el cobre y otros metales) y los segundos, materiales aislantes o dieléctricos (por ejemplo, la madera). También existen los materiales semiconductores, como el silicio y el germanio. Una de las propiedades de los materiales semiconductores que los hace tan útiles es que la densidad de los electrones de conducción puede cambiarse pronunciadamente mediante pequeñas modificaciones en las condiciones del material, introduciendo, por ejemplo, pequeñas cantidades de impurezas o variando el voltaje aplicado, la temperatura, o la intensidad de la luz que incide sobre el material (Halliday, Resnick, & Krane, 1994).

La energía eléctrica se puede definir como el producto del voltaje V , la intensidad de corriente eléctrica I y el tiempo transcurrido t .

$$E = V \times I \times t \quad (1.2)$$

Donde:

- E : Energía eléctrica [J].
- V : Voltaje [V].
- I : Intensidad de corriente eléctrica [A].
- t : Tiempo transcurrido [s].

Asimismo, la potencia eléctrica se define como la cantidad de energía eléctrica que se produce en cada unidad de tiempo y se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P = \frac{E}{t} = V \times I \quad (1.3)$$

La potencia usualmente se mide en Watts (Vatios) o en múltiplos de dicha unidad de medida, siendo los más comunes kilowatts [kW], Megawatts [MW], Gigawatts [GW] y Terawatts [TW].

Existen dos tipos de potencia, y también de energía: una activa y otra reactiva. La potencia activa P es aquella que se transforma en su totalidad en trabajo útil (mecánico y/o en calor), por ello se le conoce como potencia útil. Por ejemplo, es la que se aprovecha en el eje de un motor, la que se transforma en calor en la resistencia de un calefactor, o en iluminación en una lámpara. Esta potencia se mide en kilowatts [kW] y su correspondiente energía activa en kilowatts-hora [kW.h]. La potencia reactiva Q , en cambio, se utiliza para la generación de campos magnéticos en motores, reactores, balastos de iluminación, etc. Se suele medir en kilovoltio-ampere reactivo [kVARh], y su correspondiente energía en kilovoltio-ampere reactivo-hora [kVAR.h]. (Edenor, 2008 & Endesa, 2013)

La mayoría de las máquinas y artefactos eléctricos destinan una gran parte de la energía consumida para transformarla en frío, calor, luz o movimiento (energía activa), pero por estar equipadas de bobinados eléctricos, otra parte es utilizada para su propio funcionamiento (energía reactiva).

Las potencias activa y reactiva no se generan ni se distribuyen por separado. Ambas se suman vectorialmente (mediante fasores) para dar como resultado la potencia aparente, o también denominada potencia total, cuya unidad de medida más común es el voltio-ampere [VA]. Esta operación de suma fasorial se puede apreciar en la figura 1.3.

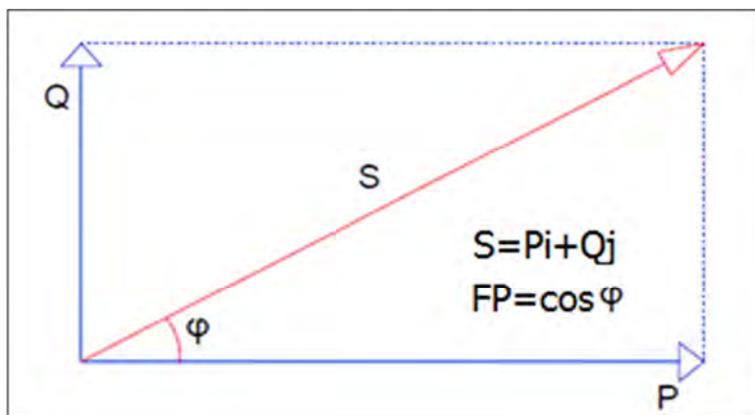


Figura 1.3. Relación entre potencia activa P, reactiva Q y potencia aparente S.
Fuente: elaboración propia.

El coseno del ángulo φ que se forma entre la potencia activa y la aparente se denomina factor de potencia FP y dependerá del tipo de carga que se alimenta, ya que cuanto más potencia reactiva tenga la carga, tanto mayor será este ángulo.

1.2.3. Máxima demanda

Se entiende por demanda a la potencia activa consumida en cualquier circuito eléctrico, en tanto que la máxima demanda corresponde al mayor valor de potencia activa en un intervalo de tiempo. Por ejemplo, en el sector eléctrico peruano, el consumo de energía eléctrica es variable en el tiempo ya que puede cambiar según la hora del día. En efecto, en ciertas horas se consume más electricidad, por ejemplo en las noches (entre 6:00 p.m. y 11:00 p.m., a las que se denominan horas punta), mientras que en otras el consumo de electricidad es menor, así ocurre por la mañana y tarde (conocidas como horas fuera de punta). (Dammert, Molinelli & Carbajal, 2011)

Esta anomalía en el consumo de energía eléctrica se puede apreciar en una curva de carga del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional o SEIN (ver figura 1.4), y se debe a razones socioculturales del entorno. En este gráfico se puede observar la potencia demandada en un periodo determinado de tiempo, que para este caso corresponde al de un día (24 horas). La energía total será el área sombreada que está debajo de dicha curva. La máxima demanda –denominada también demanda pico, máxima carga o simplemente potencia máxima– hace referencia a la demanda de mayor consumo en un periodo determinado. Por ejemplo, en la figura 1.4 se puede apreciar que el mayor consumo de potencia se dio a las 19:15h aproximadamente y corresponde al pico más alto en dicha curva.

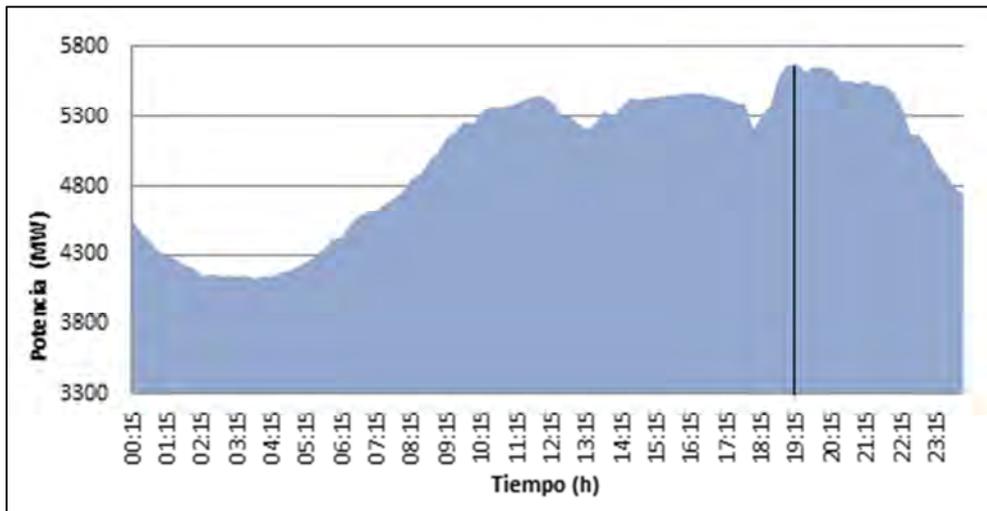


Figura 1.4. Ejemplo de curva de carga del SEIN (19 de marzo del 2014).

Fuente: COES-SINAC. Link:

<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/sicoes/operacion/infooperacion/infooperacion.aspx>

(Consultado el 04 de setiembre del 2014)

Aunque este periodo de horas punta sea de corta duración (5 horas al día), se debe tener centrales de generación disponibles para entrar en operación solo en ese intervalo de tiempo y así cubrir la demanda solicitada.

1.3. El sector eléctrico peruano

El sistema eléctrico peruano se caracteriza por tener bien marcado tres actividades indispensables de carácter físico: la generación, la transmisión y la distribución (ver figura 1.5). Cada una de ellas se realiza a ciertos niveles de tensión, debido a las características de los generadores, al hecho de poder ser transportada de un lugar a otro recorriendo grandes distancias y minimizando las pérdidas por efecto Joule, y a las condiciones necesarias para su consumo por los usuarios finales.

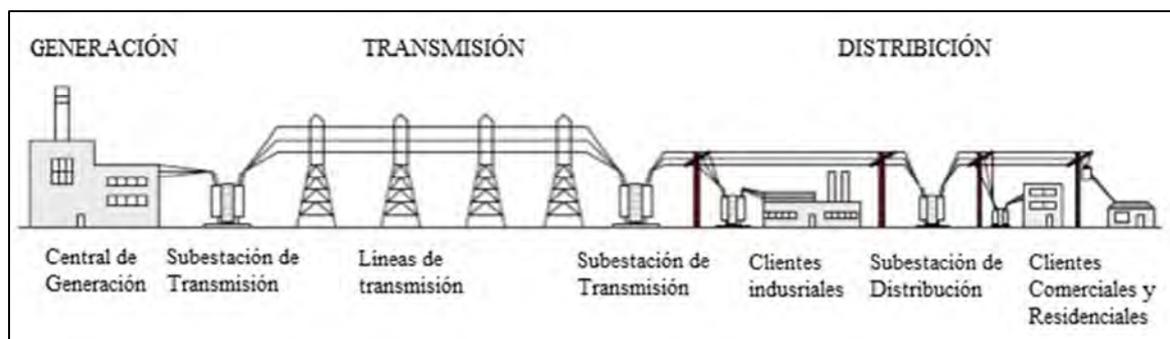


Figura 1.5. Esquema del sistema eléctrico peruano. Fuente: elaboración propia.

Basado en: *Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources* (2010).

1.3.1. Generación eléctrica

La generación eléctrica es el proceso de producción de electricidad o energía eléctrica. Los tipos de generación eléctrica pueden ser calificados en función a la fuente de energía primaria (hidráulica, petróleo, gas natural, carbón, uranio, entre otros) que hace girar la turbina del generador. Asimismo, cabe también la posibilidad de encontrar otros tipos de generación, tomando como base las fuentes de energía renovable no convencionales, entre las que se pueden mencionar al viento, los rayos solares, el calor de la tierra, entre otras. En las tablas 1.1 y 1.2 se presenta esta gran variedad de tipos de generación eléctrica, con sus ventajas y desventajas (Dammert, Molinelli & Carbajal, 2011).

En la mayoría de los procesos de generación se utiliza una máquina llamada alternador o generador eléctrico, la cual aprovecha la energía mecánica que se le aplica – proveniente de una fuente primaria de energía, la cual puede ser térmica o hidráulica– para hacer girar el rotor que, al encontrarse entre dos polos opuestos de un imán, genera una corriente inducida. El giro del rotor es producido a través de una vara metálica que está conectada, a su vez, a una turbina, la cual al moverse hace girar el rotor del alternador produciendo corriente eléctrica alterna.

En la figura 1.6 se muestra el esquema de un generador eléctrico, o alternador, desde dos perspectivas distintas: en la parte superior (A) un corte transversal, mientras que en la parte inferior (B) se muestra un corte longitudinal.

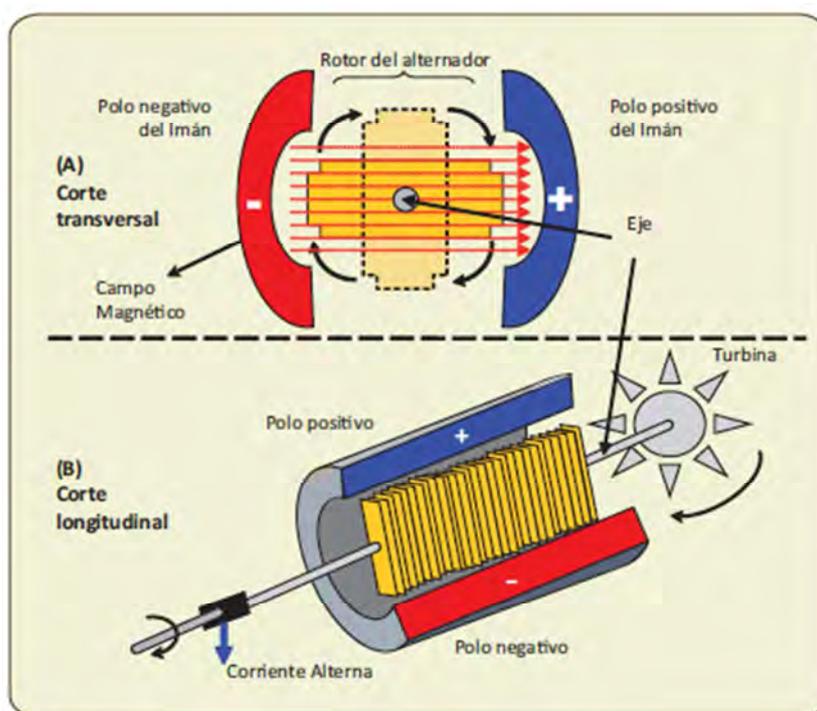


Figura 1.6. Esquema de un generador eléctrico.

Fuente: Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) – pp. 27.

Tabla 1.1. Tipos de generación eléctrica con fuentes primarias convencionales.

Fuente primaria	Tipo de central de generación	Ventajas	Desventajas
Generación hidráulica (agua). Se utiliza la energía cinética y el potencial gravitatorio del agua para hacer girar el rotor del generador y, como consecuencia, generar electricidad.	Hidráulica de pasada o de agua fluyente: caída del agua no asociada a embalse.	<ul style="list-style-type: none"> • Energía renovable. • Estabilización del agua para riego. • Bajos costos marginales. • Se puede generar pesca en el embalse. • Menor contaminación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Volatilidad de la producción.
	Hidráulica de embalse: caída de agua asociada a embalse.		<ul style="list-style-type: none"> • Impacto ambiental. • Alteración del caudal del río. • Impacto en la población. • Elevados costos fijos.
Generación térmica (diésel, carbón, gas natural). Se utiliza la energía térmica generada por la combustión de combustibles fósiles para mover el rotor del generador.	Térmica a diésel: combustión del diésel.	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil construcción de generadoras. • Bajos costos fijos. • Rápido prendido y apagado de maquinaria. 	<ul style="list-style-type: none"> • Calentamiento global por los gases de efecto invernadero. • Menor eficiencia térmica. • Contaminación ambiental • Combustible costoso de precio variable.
	Térmica a carbón: combustión del carbón.	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil construcción de generadoras. • Combustible menos costoso que el diésel. • Fácil transporte del combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Calentamiento global por los gases de efecto invernadero. • Menor eficiencia térmica. • Contaminación ambiental. • Elevada producción de smog. • Demora en el encendido y apagado.
	Térmica de gas natural a ciclo simple: elevar la presión del gas.	<ul style="list-style-type: none"> • Combustible de bajo costo. • Menor contaminación que la generación con otros combustibles. 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor eficiencia térmica. • Costos de planta relativamente altos.
	Térmica de gas natural a ciclo combinado: elevar la presión del gas.	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor eficiencia térmica. • Combustible de bajo costo. • Menor contaminación respecto a la generadora de ciclo simple. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos de planta elevados. • Mayor riesgo para los inversionistas.

Fuente: Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) – pp. 42.

Tabla 1.2. Tipos de generación eléctrica con fuentes de energía renovable no convencionales.

Fuente de energía renovable	Tipo de central de generación energía renovable y tecnología	Ventajas	Desventajas
Generación nuclear (uranio, plutonio, etc.)	Central de reacción nuclear: por fisión nuclear.	<ul style="list-style-type: none"> • Elevada potencia y energía. • Bajos costos marginales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevados costos fijos. • Desechos nucleares. • Posible impacto en el efecto invernadero.
Generación eólica (viento)	Parque eólico: aprovecha los momentos de viento.	<ul style="list-style-type: none"> • Energía renovable. • Costo marginal nulo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de intermitencia en la producción. • Habitualmente requiere de importantes inversiones en construcción de líneas de alta tensión. • Requiere de un territorio amplio para instalar parques eólicos. • Infraestructura de elevados costos fijos.
Generación solar (luz y calor solar)	Paneles solares y celdas solares: aprovecha la luz solar y realiza conversión fotovoltaica. Se genera corriente continua.	<ul style="list-style-type: none"> • Energía renovable. • Costo marginal cero. 	<ul style="list-style-type: none"> • Habitualmente requiere de importantes inversiones en la construcción de líneas de alta tensión para conectarlas al sistema. • Requiere de un territorio amplio. • Infraestructura de elevados costos fijos.
	Torre termosolar: aprovecha el calor del sol para vaporizar el agua de una torre y con ello mover la turbina.		
Generación geotérmica (calor de la Tierra)	Generación geotérmica: aprovecha el vapor de agua que sale de la Tierra a altas temperaturas.	<ul style="list-style-type: none"> • Energía renovable (el agua se puede reinyectar). 	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgos de contaminación de la fuente de agua.

Fuente: Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) – pp. 43.

Las turbinas son dispositivos a través de las cuales transita un fluido –líquido o gaseoso– transmitiendo energía cinética y convirtiéndola en energía mecánica. Pueden clasificarse en hidráulicas o térmicas, según el fluido que las impulsa. En la tabla 1.3 se puede apreciar una clasificación más detallada de los tipos de turbinas.

Tabla 1.3. Tipos de turbinas.

Tipo de turbina según la fuente primaria	Tipo de turbina según la fuente y tecnología	Nombre de la turbina y eficiencia
Turbinas hidráulicas: son aquellas que trabajan con líquidos. Se clasifican de acuerdo a la variación de la presión que ejerce el agua en el rodete.	Turbinas de acción o impulso: el flujo que las atraviesa no cambia de presión.	Turbinas Pelton o turbina de chorro. Eficiencia: 84% a 92%.
		Turbinas Turbo. Eficiencia: 90%.
	Turbinas de reacción o sobrepresión: el flujo que las atraviesa cambia de presión.	Turbinas Francis. Eficiencia: 85% a 95%.
		Turbinas Kaplan. Eficiencia: 93% a 95%.
Turbinas térmicas: son aquellas en las que el fluido sufre un cambio de densidad.	Turbinas de vapor: funcionan con el vapor de agua como fluido que brinda la energía cinética a la turbina.	
	Turbinas de gas: son aquellas que trabajan a base de gases, obtenidos producto de la combustión.	

Fuente: Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) – pp. 29.

Todos estos generadores se basan en la ley de Faraday, que establece que se puede inducir una fuerza electromotriz (fem) en un circuito variando el flujo del campo magnético que lo atraviesa. Esto se puede lograr de las siguientes formas: (Castellvi & Peñaranda, 2000)

- Variando la superficie del circuito, esto es deformándolo.
- Variando el campo magnético.
- Variando el ángulo que forman el campo magnético y la superficie del circuito.

Esta última es el método mayormente utilizado en un generador de corriente alterna para obtener una fuerza electromotriz sinusoidal. El generador más sencillo lo podemos imaginar como una espira (o un bobinado con N espiras) que gira en el seno de un campo magnético uniforme cuya dirección es del polo norte al polo sur en el imán de la figura 1.7. Al girar la espira, el flujo magnético (cantidad de líneas de campo magnético que atraviesan una determinada superficie) varía con el tiempo, debido a que la superficie de la

espira –transversal al campo magnético– es variable conforme se produce el giro, induciéndose así una fuerza electromotriz. Si el giro se realiza con velocidad angular constante, la fuerza electromotriz generada es una función sinusoidal, tal y como se muestra en dicha figura.

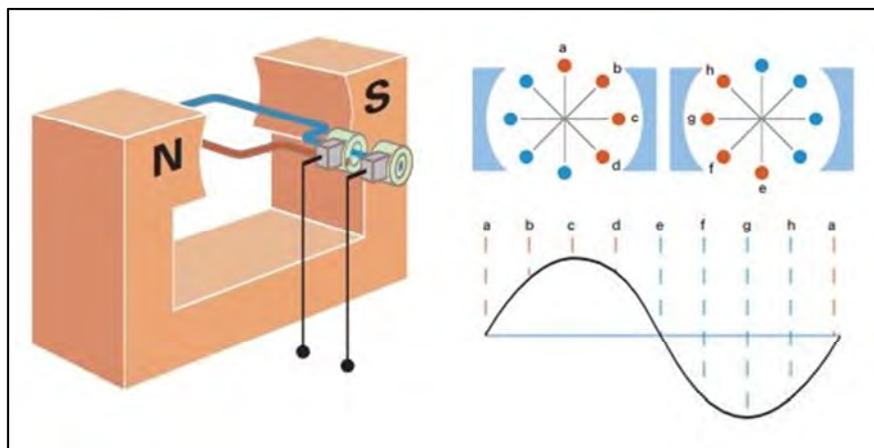


Figura 1.7. Generación de corriente alterna monofásica.

Fuente: material técnico y educativo “La electricidad, parte 2” – pp. 5.

Link: <http://www.epec.com.ar/docs/educativo/institucional/electricidad2.pdf>

(Consultado el 09 de setiembre del 2014).

El generador de la figura 1.7 puede utilizarse como una fuente de tensión de cualquier circuito externo conformado por cargar resistivas, capacitivas y/o inductivas. Esta tensión provocará un movimiento en los portadores de carga (electrones) del circuito externo, originando una corriente eléctrica. Dado que la tensión aplicada varía periódicamente, el movimiento de los electrones constituirá un movimiento oscilatorio forzado con la misma frecuencia, por lo que la intensidad de corriente variará con el tiempo de forma periódica, con la misma frecuencia que la tensión, con un determinado valor máximo y presentando, en principio, un desfase respecto a ella que dependerá de la carga que alimente.

Debe quedar claro, en este ejemplo, que la espira representa al rotor del cual se habló en un primer momento. Entonces, al acercarse y alejarse periódicamente cada una de sus ramas (en la figura 1.7, rojo y azul) de los polos del imán, origina en ellas un cambio de polaridad. Este hecho determina que la energía eléctrica producida oscile entre el cuadrante positivo y el negativo, lo que se ha definido como energía eléctrica alterna.

El generador conformado por una sola bobina en un campo magnético solo origina una única tensión alterna, denominándose por ello generador monofásico. Un generador construido con tres bobinas iguales, de forma que las direcciones normales a sus espiras formen entre sí ángulos de 120° , constituye un generador trifásico.

Los sistemas trifásicos son los que con más frecuencia se utilizan en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, dado que presentan la ventaja de resultar más económicos que los monofásicos en el transporte de una misma cantidad de energía al presentar menores pérdidas a paridad de potencia.

En lo que respecta a los costos, en Dammert, García & Molinelli (2010) se indica que la generación representa del 35% al 50% del costo total de la electricidad. Los costos para generar electricidad en cualquier central de generación son dos: el costo fijo, que es el costo asociado a la inversión más los costos de operación y mantenimiento, necesarios para mantener la central de generación disponible, produzca o no produzca; y el costo variable, que se refiere al costo de operación y mantenimiento que cambia con la cantidad de energía eléctrica producida.

Entre estos dos costos existe una relación inversa si se les compara por tecnologías, pues las centrales con menores costos fijos suelen tener mayores costos variables y viceversa. Ello, unido a la necesidad de mantener capacidad instalada disponible para cubrir la demanda en todo momento, hace que la solución más eficiente (la de menor costo posible) sea que el parque generador esté compuesto por una combinación de tecnologías de generación.

Asimismo, en la comercialización de la energía eléctrica existe otro costo a tenerse en cuenta: el costo marginal. Este consiste en el cambio en el costo total al variar el nivel de producción. Los costos marginales o spot son los costos extras de producir una unidad más de producto, en este caso, energía eléctrica. Según Dammert, García & Molinelli (2010), los diferentes tipos de generadores tienen diversos costos, pero es conveniente que un sistema esté compuesto por más de un tipo de generador, pues algunos tienen costos fijos más altos pero costos de operación menores (hidroeléctricas), mientras que otros tienen costos fijos más bajos pero costos de operación mayores (generadores a gas natural de ciclo simple). Ello se debe a que durante pocas horas al día se requieren cantidades mayores de electricidad que el consumo promedio.

Es decir, cuando se tiene un volumen bajo en el consumo de energía es más económico producir dichas cantidades de electricidad con generadores de bajo costo de inversión aunque sus costos de operación sean mayores. En este caso, los mayores costos de operación son menos onerosos que el costo de inversión que debe distribuirse sobre un número reducido de horas por día. Por otra parte, los volúmenes de electricidad que se requieren durante casi todo el día se proveen en forma más económica con generadores de alto costo de inversión, pero bajo costo de operación. Ello se debe a que el costo de inversión se diluye al distribuirse entre un mayor número de horas de operación.

La generación eléctrica en el Perú

El crecimiento de la generación de energía eléctrica en nuestro país se ha dado conforme lo ha requerido la demanda. Es así que en el año 2013, la producción de energía eléctrica del COES (Comité de Operación Económica del Sistema) fue de 39,669.4 GW.h, notándose un crecimiento de 6.29% con respecto al año 2012. La distribución de la producción de energía eléctrica por empresas integrantes del COES para el año 2013 y su participación en la generación total se muestra en la tabla 1.4, mientras que la producción por tipo de generación (hidroeléctrica, termoeléctrica y solar) se muestra en el gráfico de la figura 1.8 (COES-SINAC, 2013).

Tabla 1.4. Producción de energía eléctrica del COES-SINAC 2013 por empresas.

Empresa	Tecnología	Energía (GW.h)	Participación (%)
AIPSAA	Termoeléctrica	90.8	0.23
AYEPSA	Hidroeléctrica	82.4	0.21
CELEPSA	Hidroeléctrica	1149.1	2.90
CHINANGO	Hidroeléctrica	1140.6	2.88
CORONA	Hidroeléctrica	51.4	0.13
EDEGEL	Hidroeléctrica / Termoeléctrica	7559.8	19.06
EEPSA	Termoeléctrica	143.6	0.36
EGASA	Hidroeléctrica / Termoeléctrica	1420.8	3.58
EGEMSA	Hidroeléctrica / Termoeléctrica	714.7	1.80
EGENOR	Hidroeléctrica / Termoeléctrica	2335.6	5.80
EGESUR	Hidroeléctrica / Termoeléctrica	268.5	0.68
ELECTROPERÚ	Hidroeléctrica / Termoeléctrica	7272.3	18.33
EMGHUANZA	Hidroeléctrica	0.2	0.00
ENERSUR	Hidroeléctrica / Termoeléctrica	7719.4	19.46
FENIX POWER	Termoeléctrica	13.4	0.03
GEPSA	Hidroeléctrica	72.8	0.18
HIDROCAÑETE	Hidroeléctrica	25.8	0.07
HUANCHOR	Hidroeléctrica	103.2	0.26
KALLPA	Termoeléctrica	5458.4	13.76
MAJA ENERGÍA	Hidroeléctrica	11.7	0.03
GTS MAJES SOLAR	Termosolar	48.6	0.12
MAPLE ETANOL	Termoeléctrica	103.9	0.26
PANAMERICANA SOLAR	Termosolar	50.4	0.13
PETRAMAS	Termoeléctrica	31.2	0.08
GTS REPARTICIÓN SOLAR	Termosolar	48.2	0.12
RIO DOBLE	Hidroeléctrica	18.3	0.06
SAN GABÁN	Hidroeléctrica / Termoeléctrica	782.5	1.97
SANTA CRUZ	Hidroeléctrica	184.5	0.47
SANTA ROSA	Hidroeléctrica	4.1	0.01
SDE PIURA	Termoeléctrica	192.3	0.48
SDF ENERGÍA	Termoeléctrica	217.8	0.55
SHOUGESA	Termoeléctrica	17.4	0.04
SINERSA	Hidroeléctrica	47.3	0.12
SN POWER	Hidroeléctrica	1773.9	4.47
TACNA SOLAR	Termosolar	49.6	0.13
TERMOCHILCA	Termoeléctrica	54.5	0.14
TERMOSELVA	Termoeléctrica	391.3	0.99
YANAPAMPA	Hidroeléctrica	19.1	0.05
Total		39 669.4	100.00

Fuente: COES-SINAC (2013).

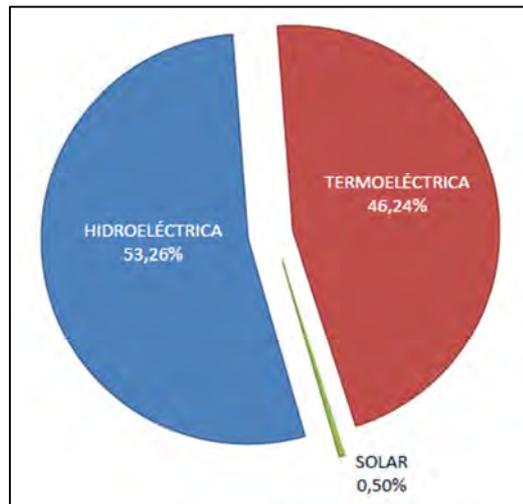


Figura 1.8. Producción de energía eléctrica del COES-SINAC 2013 por tipo de generación. Fuente: COES-SINAC (2013).

En el mapa de la figura 1.9 se puede observar las distintas centrales de generación eléctrica existentes en el Perú hasta el año 2013, así como las centrales proyectadas.

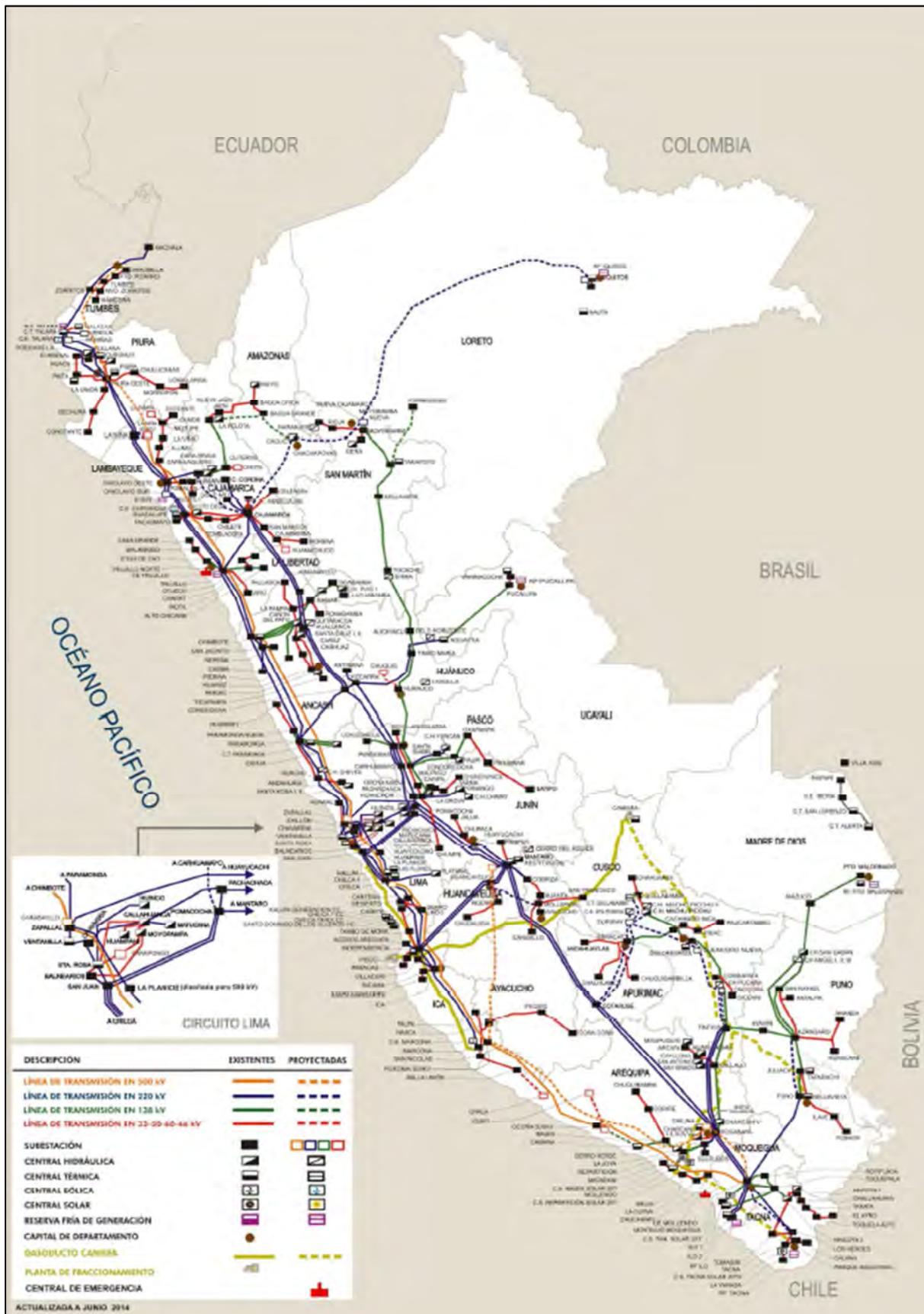


Figura 1.9. Mapa de centrales de generación eléctrica y líneas de transmisión al 2013.
Fuente: DGE & Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica (2013).

1.3.2. Transmisión eléctrica

Según Dammert, García & Molinelli (2010), “la transmisión representa del 5% al 15% del costo total de la electricidad. El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones con transformadores –que elevan o reducen la tensión para permitir las interconexiones– y diferentes equipos, incluyendo las instalaciones de soporte o postes, destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción hasta los centros de consumo o distribución”.

Los cables o conductores eléctricos afectan, en algún grado, el paso de la corriente eléctrica, en la medida que presente cierta resistencia eléctrica. Es así que la resistencia eléctrica se define como la oposición que ejerce un cuerpo al paso de la corriente. Esta depende de factores como la longitud, el área transversal y el material del cual está compuesto el conductor. En ese sentido, resulta de interés conocer algunos conceptos que se encuentran relacionados a la pérdida de energía, tales como la resistencia eléctrica, el efecto Joule y la densidad de corriente eléctrica. (Dammert, Molinelli & Carbajal, 2011)

La resistencia eléctrica es uno de los motivos por los cuales se pierde energía eléctrica en la actividad de transmisión. La expresión que la define es la siguiente:

$$R = \frac{\rho \times L}{A} \quad (1.4)$$

Donde:

- R : Resistencia del conductor [Ω].
- ρ : Resistividad [$\Omega \times mm^2/m$].
- L : Longitud del conductor [m].
- A : Área de la sección transversal del conductor [mm^2].

La resistividad es una propiedad de los materiales conductores definida como el grado de dificultad que encuentran los electrones para pasar a través de dicho cuerpo. Asimismo, se puede apreciar que la resistencia y el área de la sección transversal del conductor son inversamente proporcionales, por lo que a mayor diámetro del conductor se tendrá una menor resistencia, manteniendo el resto de los factores constantes.

El efecto Joule consiste en la energía perdida en forma de calor originada por el paso de la corriente eléctrica I a través de un conductor de resistencia R durante un intervalo de tiempo t . La relación de estos se describe en la siguiente fórmula:

$$Q = I^2 \times R \times t \quad (1.5)$$

Donde:

- Q : Energía calorífica [J].
- R : Resistencia del conductor [Ω].
- I : Intensidad de corriente eléctrica [A].
- t : Tiempo transcurrido [h].

Como se puede observar, a mayor intensidad de corriente se tiene mayor generación de calor (manteniendo lo demás constante), puesto que esta relación es cuadrática. Es así que debido al efecto Joule, al transmitir electricidad se calientan los conductores (líneas de

transmisión), lo que genera pérdidas de energía indefectiblemente. Estas se pueden minimizar al elevar el voltaje y, por ende, reducir la intensidad de corriente manteniendo constante la potencia.

La densidad de corriente hace referencia a la cantidad de corriente eléctrica que pasa por un conductor eléctrico por unidad de área transversal, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$J = \frac{I}{A} \quad (1.6)$$

Donde:

- J : Densidad de Corriente [A/m^2].
- A : Área de la sección transversal del conductor [m^2].
- I : Intensidad de corriente eléctrica [A].

El interés radica en disminuir el área transversal del conductor debido a que el costo del material con el que se fabrican los conductores no es despreciable, pero a su vez se desea mantener la densidad de corriente constante, por ello también debe disminuirse la intensidad de corriente. De esta manera, cuando se eleva el voltaje –y, en consecuencia, se disminuye la intensidad de corriente–, se alcanzan dos objetivos: se minimiza el efecto Joule y se disminuyen los costos de inversión.

Como lo mencionan Dammert, García & Molinelli (2010), se sabe que *“la línea de transmisión no se apaga ni se enciende como otras redes. En ella, la electricidad fluye libremente como corriente alterna, siguiendo las leyes de Kirchhoff y de Ohm. Debido a que es necesario mantener en todo momento un determinado nivel de tensión y frecuencia, que resulta del balance de la generación y consumo, se requiere un ente que opere el sistema –operador del sistema– e integre en cada momento las actividades de generación y transmisión”*.

Este operador del sistema es el ente encargado de coordinar la producción de las plantas generadoras con la demanda o carga requerida, que viene a ser la suma del consumo total de los clientes a cada momento en cada nodo o barra del sistema (elementos del sistema donde se realizan los retiros o inyecciones de energía), con el objetivo de mantener estable el sistema de transmisión. Entre las funciones realizadas por el operador del sistema están:

- 1) Observar la evolución de la carga requerida a través de diferentes indicadores en un centro de control, ordenando a los generadores que inicien o detengan la producción.
- 2) Planificar el despacho por adelantado para que los generadores estén preparados para producir, pues suele existir un periodo necesario para que estos estén operativos.
- 3) Corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho, dependiendo de las eventualidades que pudieran surgir, tales como una demanda mayor a la prevista, la salida de centrales o de líneas de transmisión.

Además, el operador del sistema tiene como funciones manejar el sistema en tiempo real –es decir, en el momento de realizar el despacho–, coordinar que todos los generadores cumplan con sus programas de despacho y determinar los ajustes relevantes por congestión.

Por otro lado, la transmisión de electricidad enfrenta tres tipos de límites físicos. El primer tipo son los límites térmicos por los cuales las pérdidas pueden elevar la temperatura de las líneas, haciéndolas ceder o fundirse. El segundo tipo es la energía reactiva que surge de la desincronización del voltaje y la corriente eléctrica en los sistemas de corriente alterna, ocasionando pérdidas; no obstante, ayuda a mantener el voltaje de destino a un cierto nivel y puede reducirse colocando capacitores en el destino de la carga. El tercer tipo tiene que ver con el límite de estabilidad del sistema relacionado a la diferencia de voltaje entre extremos necesaria para que pueda fluir la corriente eléctrica: diferencias mayores de voltaje entre extremos pueden generar un colapso del sistema. Para evitar estos problemas, el operador del sistema impone límites a la cantidad de energía que se puede transmitir por una línea.

La transmisión eléctrica en el Perú

Hasta el año 2000, en el Perú existían dos grandes sistemas eléctricos de transmisión, los cuales no estaban interconectados entre sí: el Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR). No fue hasta noviembre del mismo año en que ambos sistemas se interconectan a través de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, dando origen al Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) consideran que la interconexión de los sistemas de transmisión presenta una serie de beneficios que se mencionan a continuación:

- a) Mayor confiabilidad de suministro: la energía que se consume puede proceder de distintos puntos del sistema interconectado y no solo de las centrales cercanas, lo que disminuye la dependencia en determinadas fuentes o centrales de generación.
- b) Mayor eficiencia: se presenta una mejor asignación de los recursos, pues se consume en orden de prioridad de la energía más económica a la más costosa, accediéndose a una mejor diversificación tanto de ubicaciones como de tecnologías.
- c) Mayor electrificación: la interconexión permite la ampliación del suministro y, en consecuencia, la electrificación de una mayor cantidad de usuarios, dando mayor facilidad para otros usuarios cercanos puedan conectarse al sistema.
- d) Precios menores y menos volátiles: la mayor disponibilidad de centrales y generación económica deriva en precios menores y menos volátiles.

La actividad de transmisión en el Perú se realiza a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y, también, de los Sistemas Aislados (SS.AA.) existentes a lo largo del territorio nacional.

El SEIN comprende todas las instalaciones y actividades del sector eléctrico que se encuentran conectadas a través de sus líneas de transmisión. Cubre grandes extensiones del territorio nacional con redes en muy alta tensión (MAT) y alta tensión (AT), a tensiones

nominales entre 30 kV y 500 kV, siendo las más comunes 60 kV, 138 kV y 220 kV en AT y 500 kV para MAT.

En cambio, los Sistemas Aislados son aquellos sistemas que no se encuentran interconectados debido a diversos factores como la distancia, lo accidentado del terreno, los bajos consumos, los elevados costos de la interconexión, entre otros. Estos sistemas son alimentados a través de fuentes primarias de energía, pudiendo ser hidroeléctrica, térmica o mixta (hidrotérmica).

En la actualidad, el COES-SINAC está integrado por los propietarios de líneas, subestaciones y equipos de transmisión que se detallan en la tabla 1.5.

Tabla 1.5. Empresas transmisoras de energía eléctrica en el Perú – 2014.

N°	Empresa	Abreviatura
1	ATN1 S.A.	ATN1 S.A.
2	ABENGOA Transmisión Norte S.A.	ABENGOA NORTE
3	ABENGOA Transmisión Sur S.A.	ABENGOA SUR
4	Compañía Transmisora Norperuana S.R.L.	NORPERUANA S.R.L.
5	Consorcio Energético de Huancavelica S.A.	CONENHUA
6	Consorcio Transmantaro S.A.	TRANSMANTARO
7	ETESELVA S.R.L.	ETESELVA
8	Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.	ISA
9	Pomacocha Power S.A.C.	-
10	Red de Energía del Perú S.A.	REP
11	Red Eléctrica del Sur S.A.	REDESUR
12	Transmisora Eléctrica del Sur S.A.	-

Fuente: COES-SINAC. Link: <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/integrantes/listado.aspx> (Consultado el 09 de setiembre del 2014).

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) subdivide la actividad de transmisión en transmisión principal y transmisión secundaria. El sistema principal de transmisión (SPT) está conformado únicamente por las líneas de transmisión que unen subestaciones o barras base y permiten el libre tránsito de la electricidad sin asignar responsabilidad particular a ningún generador por dicho tránsito. El conjunto de barras y líneas que forman el SPT constituye un mercado mayorista para el desarrollo de las transacciones del negocio eléctrico. El sistema secundario de transmisión (SST) está conformado por las subestaciones de líneas y barras de transmisión, en las cuales es posible identificar al usuario (generador, distribuidor o cliente final) responsable por el uso de dichas instalaciones. El SST permite a los generadores colocar su energía en el mercado mayorista (SSTg) o directamente a un cliente y, en otro caso, la adquisición de energía del mercado mayorista para un cliente en particular (SSTd).

1.3.3. Distribución eléctrica

Según Dammert, García & Molinelli (2010), “*la distribución representa entre el 30% y el 50% del costo de la electricidad. Si bien el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución, este último es el que está asociado con los consumidores domésticos y la mayor parte de las industrias y comercios.*”

Por su parte, Dammert, Molinelli & Carbajal (2011), mencionan que la actividad de distribución eléctrica tiene la función de llevar el suministro de energía eléctrica desde el sistema de transmisión hacia cada uno de los usuarios finales del servicio eléctrico. Las redes que conforman el sistema de distribución deben diseñarse de tal forma que exista un equilibrio entre la seguridad del suministro –capacidad de seguir funcionando ante posibles fallas o desperfectos en algunas instalaciones–, y la eficiencia –minimización de costos–.

El límite entre las actividades de transmisión y distribución eléctrica varía dependiendo del país que se analice. En el caso del Perú, las instalaciones del sistema de distribución pueden ser de media tensión (MT) o de baja tensión (BT), llegando a un máximo de 30 kV. Es así que si alguna instalación cumpliera con actividades de distribución eléctrica pero tuviera una tensión mayor a la indicada, se le denomina instalación de subtransmisión o de transmisión secundaria, según la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Los niveles de tensión de los sistemas de distribución primaria suelen estar comprendidos entre 13.2 kV y 33 kV. Las tensiones recomendadas por el Código Nacional de Electricidad – Suministro (2011) para media tensión son 20 kV, 22.9 kV, 33 kV, 22.9/13.2 kV y 33/19 kV. Asimismo, los sistemas de distribución secundaria suministran el servicio eléctrico a los usuarios residenciales en 220 V de corriente alterna monofásica, mientras que al sector comercial o industrial lo suele hacer en 380 V o 440 V de corriente alterna trifásica.

El Reglamento Nacional de Edificaciones, en la Norma Técnica EC-010, “Redes de Distribución de Energía Eléctrica”, define un sistema de distribución como “*el conjunto de instalaciones para la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios*”. Este se divide en el subsistema de distribución primaria, el subsistema de distribución secundaria, instalaciones de alumbrado público, las conexiones y los puntos de entrega.

El subsistema de distribución primaria transporta la energía eléctrica en media tensión desde el sistema de transmisión hasta el subsistema de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores. El subsistema de distribución secundaria transporta la energía eléctrica a baja tensión para su utilización por los usuarios finales, la misma que se encuentra conformada por líneas aéreas o cables subterráneos de baja tensión. Ambos subsistemas se pueden apreciar en la figura 1.10.

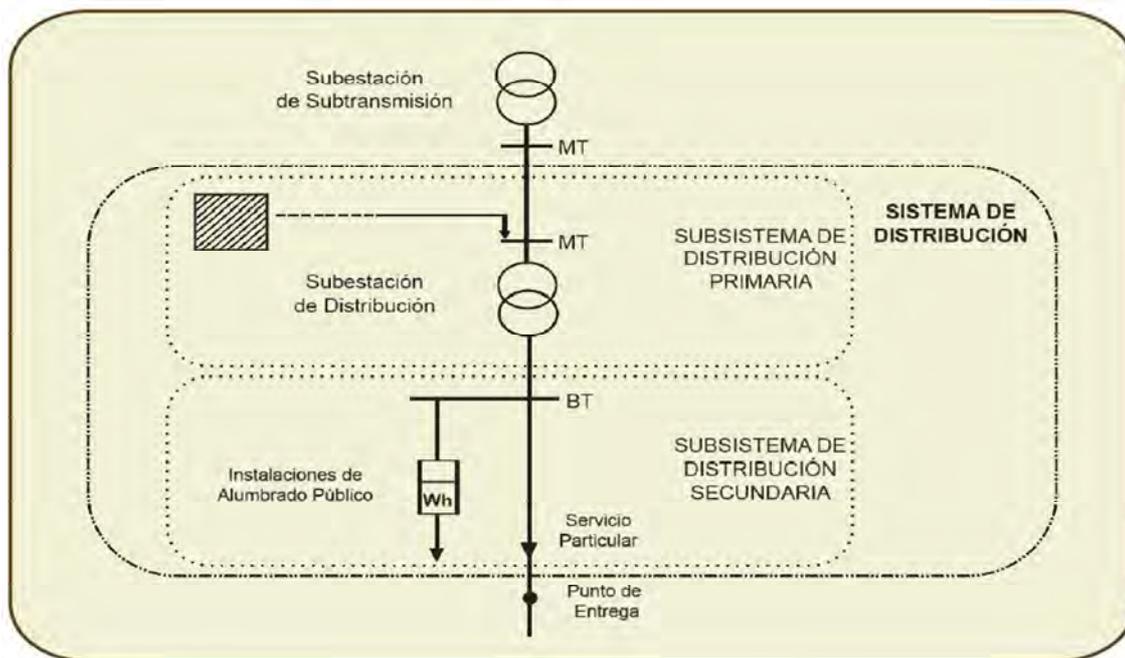


Figura 1.10. Sistemas de distribución primaria y secundaria.

Fuente: Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) – pp. 58.

La red de distribución termina en la distribución secundaria. Entre esta y las conexiones internas domiciliarias se encuentra la acometida, la cual es la parte de la conexión comprendida por los conductores instalados desde el empalme con la red de distribución secundaria hasta los bornes de entrada del medidor de energía. Es decir, comprende la sección entre la red de distribución secundaria con los límites del medidor eléctrico. Las partes principales de la acometida son el punto de alimentación o conexión, los conductores o cables, los dispositivos de protección, la caja de medidores y la caja de toma.

Las redes de diferentes niveles de tensión requieren de transformadores para interconectarlas. Respecto de la configuración y tecnologías de las redes, estas se clasifican en: (Dammert, García & Molinelli, 2010)

- 1) Sistemas radiales: líneas que salen desde una subestación hacia un área de consumo sin tener puntos en común con otras líneas.
- 2) Sistemas en anillo: líneas alimentadas desde varias fuentes a la vez –por transformadores–, de modo que si falla una fuente se puede mantener el suministro con las fuentes restantes.
- 3) Sistemas enmallados: todas las líneas forman anillos, con lo que se obtiene una estructura similar a una malla, que da mayor seguridad al sistema.

Adicionalmente, un sistema de distribución posee equipos de protección y seccionamiento que reducen tanto el número como la duración de las interrupciones de suministro.

Otro tema importante es la densidad del servicio. Entre los indicadores de densidad utilizados se tiene el número de clientes y el volumen de electricidad (GW.h), medidos por kilómetro de red. Claramente existe un ahorro en costos cuando la densidad es mayor. Esto

hace que las redes de distribución de un área se clasifiquen en áreas típicas, las cuales están basadas en indicadores de densidad: áreas urbanas, urbano-rurales y rurales. Estas se detallarán más adelante.

En la figura 1.11 se muestran todas las empresas de distribución eléctrica que operaron en el año 2013 en el Perú, con sus respectivas concesiones a lo largo del territorio nacional.

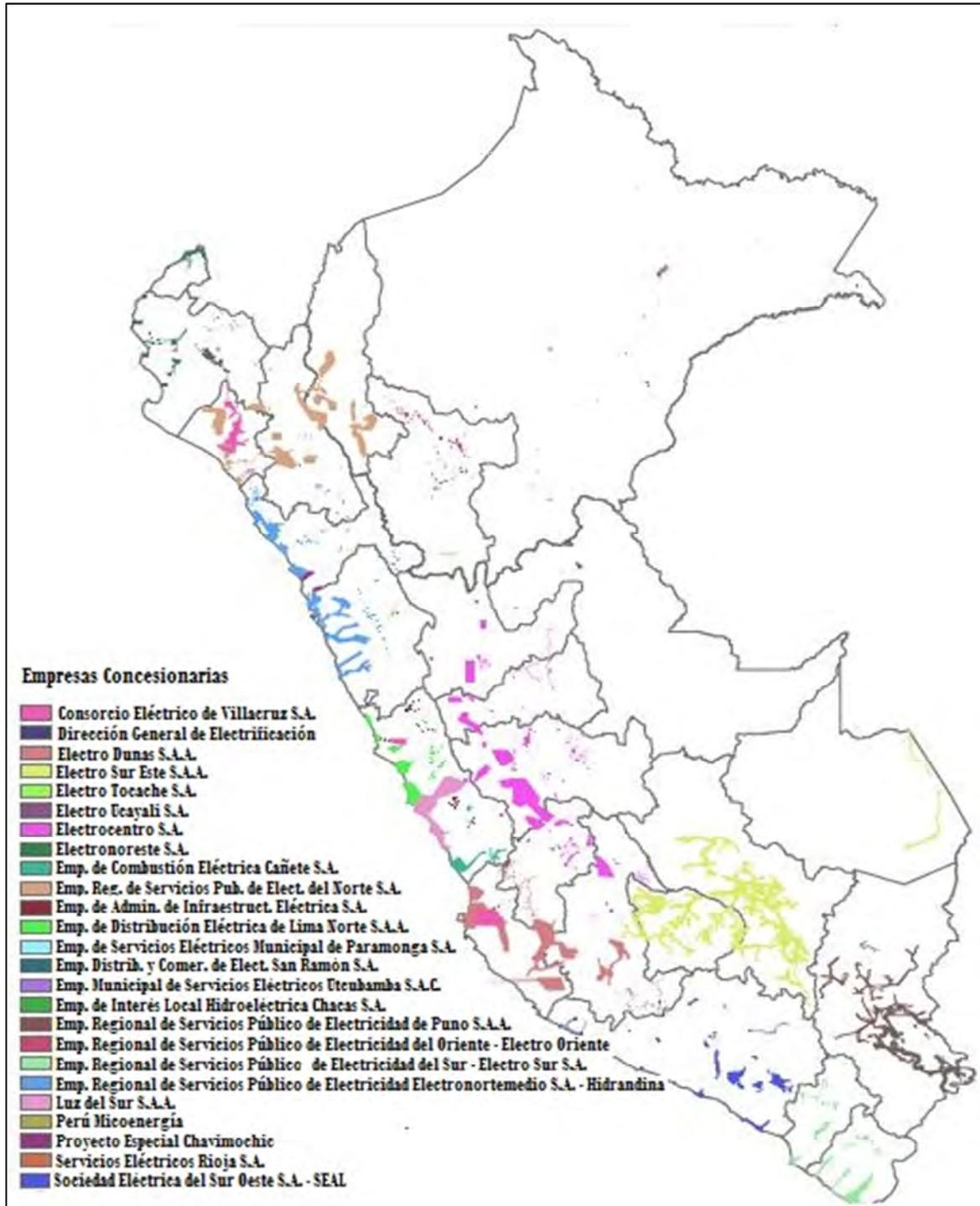


Figura 1.11. Mapa de concesiones de distribución en el Perú – 2013.

Fuente: Dirección General de Electricidad & Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica (2013).

1.3.4. El mercado eléctrico peruano

El mercado de electricidad presenta características particulares derivadas, en parte, de los aspectos técnicos de la energía eléctrica y de la infraestructura necesaria para proveerla. De esta manera, se puede señalar que el sector eléctrico peruano presenta las siguientes características principales:

- Imposibilidad de almacenar la energía eléctrica a costos razonables.
- La electricidad se produce en el momento en el que se demanda, por tanto, las fluctuaciones en la demanda son un considerable problema.
- Incertidumbre en la hidrología y en el precio de los combustibles.
- Existencia de diferentes tecnologías para generar electricidad.

Según Dammert, Molinelli & Carbajal (2011), desde el punto de vista técnico-económico, las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano son la generación, transmisión, la distribución –que incluye la comercialización, tanto mayorista como minorista– y la operación del sistema. En la figura 1.12 se puede apreciar las actividades que se realizan en el sector eléctrico, así como su interacción.



Figura 1.12. Actividades desarrolladas en el sector eléctrico.

Fuente: Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) – pp. 67.

La comercialización mayorista se refiere principalmente a la comercialización que existe entre generadores y distribuidores, además de las transacciones en el mercado libre. En cambio, la comercialización minorista hace referencia a la comercialización que existe con los usuarios regulados del servicio eléctrico. En el Perú, la comercialización minorista se encuentra a cargo del operador que realiza la actividad de distribución eléctrica.

Tal como se indica en el apartado 1.3.2, un factor importante en la organización de la industria de energía eléctrica es el operador del sistema eléctrico, el cual se encarga del despacho económico de electricidad, es decir, llama a producir a las centrales en orden de mérito respecto a sus costos variables, hasta que se logre cubrir la demanda en cada momento. En el Perú, el operador del sistema es el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

De esta manera, la provisión del servicio de energía eléctrica en el Perú se sujeta a la competencia en el mercado de generación y monopolios geográficos en las actividades de transmisión y distribución (ver figura 1.13). El tamaño reducido del mercado minorista en el Perú no ha permitido aún la liberalización de esta actividad.

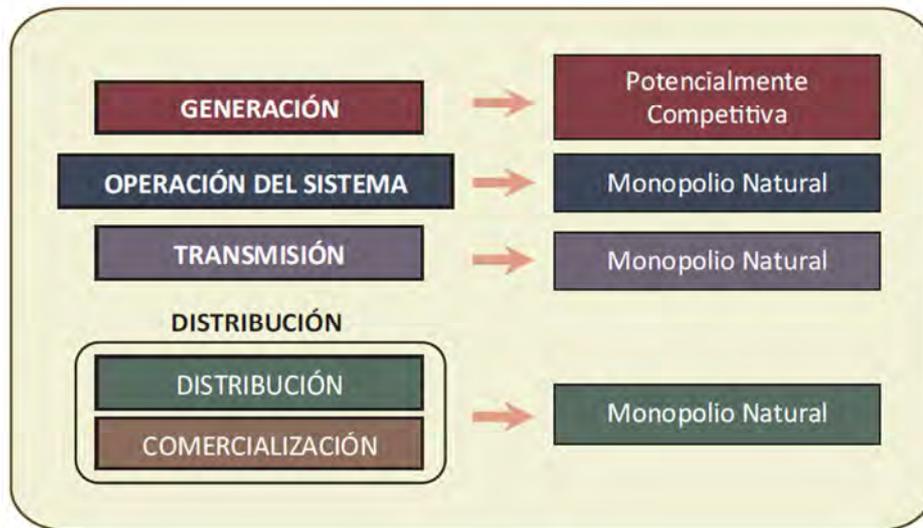


Figura 1.13. Separación de actividades en el sector eléctrico peruano.

Fuente: Dammert, Molinelli & Carbajal (2011) – pp. 72.

Las empresas distribuidoras de energía, además de poseer el monopolio zonal de la red, incluyen como parte de su actividad la comercialización de la energía eléctrica con los usuarios regulares del servicio público.

Agentes del mercado eléctrico peruano

De acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), los agentes que intervienen en el mercado eléctrico peruano y la interrelación que existe entre ellos se muestran en la figura 1.14. El Estado se encuentra a la cabeza, representada por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM), responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico, la promoción y la normalización. También encontramos al COES, constituido por las empresas generadoras y transmisoras del SEIN, el cual tiene como objetivo el despacho de la energía al mínimo costo; al Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), cuya misión es fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del subsector eléctrico y de las referidas a la protección del medio ambiente así como de establecer las tarifas eléctricas reguladas; al Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), institución que vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectados; y finalmente a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú (PROINVERSIÓN), la cual promueve la inversión no dependiente del Estado Peruano a cargo de agentes bajo régimen privado, con el fin de

impulsar la competitividad del Perú y su desarrollo sostenible para mejorar el bienestar de la población.

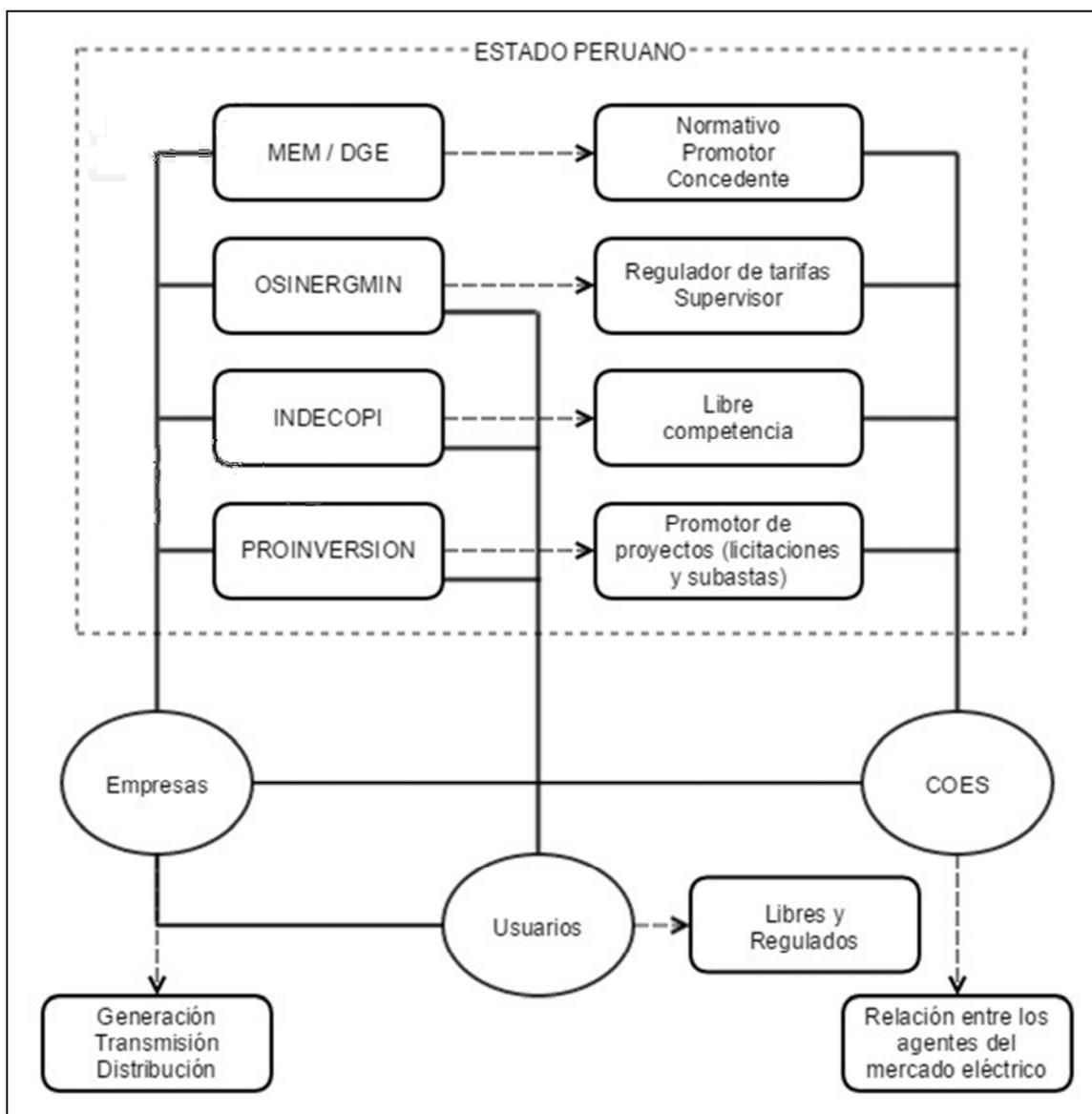


Figura 1.14. Agentes del mercado eléctrico peruano.

Fuente: Elaboración propia. Basado en: Ministerio de Energía y Minas. Link: <http://www.minem.gob.pe/detalle.php?idSector=6&idTitular=119&idMenu=sub113&idCateg=119> (Consultada el 09 de setiembre de 2014).

Las empresas eléctricas están constituidas por las concesionarias de electricidad y las entidades autorizadas. Entre estas encontramos a las generadoras, transmisoras y distribuidoras.

Tipos de mercados en el sector eléctrico peruano según clientes

El sector eléctrico se divide en dos tipos de mercados: libre y regulado. Los usuarios del mercado libre son aquellos que presentan una demanda mensual mayor a 2500 kW. Dentro de este grupo encontramos a las grandes industrias, mineras y servicios. Estos hacen uso de la electricidad en niveles de alta tensión, media tensión o muy alta tensión. Además, pueden escoger a su proveedor: generador o distribuidor; los precios de potencia y energía son negociados entre el cliente y la empresa suministradora. (Dammert, Molinelli & Carbajal, 2011)

En cambio, los usuarios del mercado regulado son aquellos cuya demanda mensual no supera los 200 kW. La conexión del servicio eléctrico lo pueden realizar en alta tensión, media tensión o en baja tensión. Estos usuarios solo pueden comprar energía y potencia a un solo proveedor: las empresas eléctricas de distribución regional. Los precios de la energía y potencia contratadas son regulados por OSINERGMIN – GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria). También existe la modalidad de usuario intermedio: los usuarios libre/regulados. La demanda mensual de estos usuarios está comprendida entre 200 y 2500 kW, pudiendo elegir ser considerados como usuarios del mercado libre o usuarios del mercado regulado.

En el mercado libre de electricidad participan tres tipos de agentes: los generadores, los distribuidores y los clientes libres. Como ya se mencionó, estos últimos tienen la libertad de contratar con el tipo de proveedor –generador o distribuidor– que les brinde las mejores condiciones del servicio eléctrico, por lo cual, en este mercado compiten los generadores entre sí y con las distribuidoras por brindar el servicio a los clientes libres.

Para finalizar este apartado, se puede reunir toda la información brindada acerca del mercado eléctrico peruano y sintetizarla en un solo esquema: un diagrama de flujo que muestra el flujo económico y de energía en el mercado eléctrico, tal y como aparece en la figura 1.15.

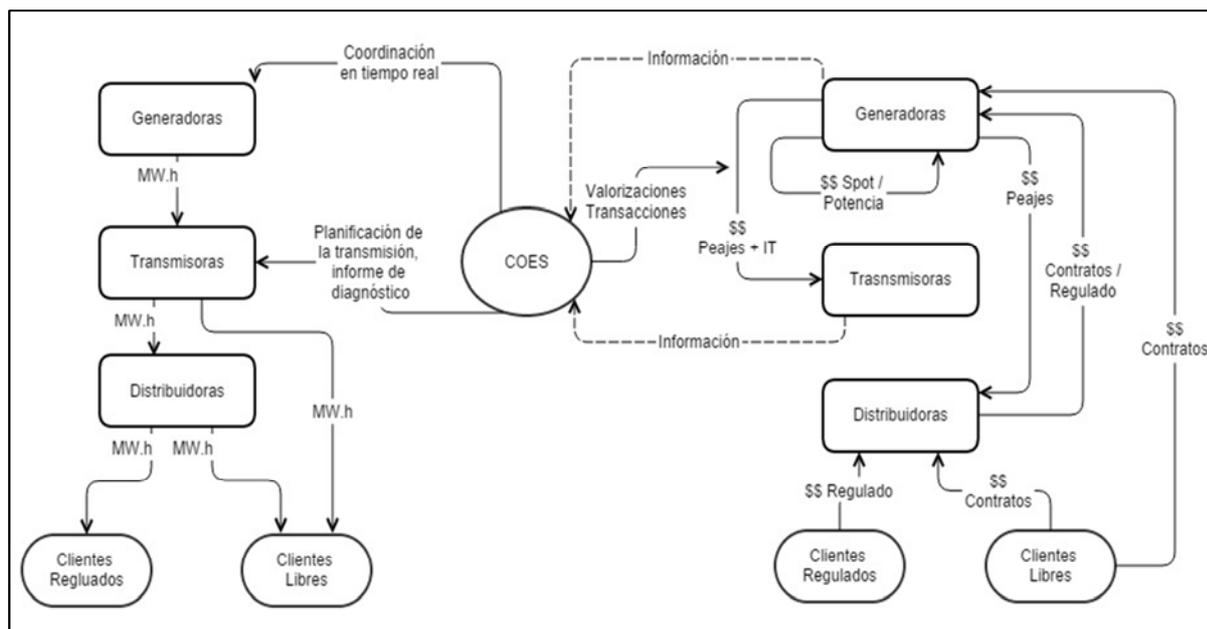


Figura 1.15. Flujo económico y de energía en el mercado eléctrico peruano.

Fuente: Elaboración propia en base a estudio de Osinergmin.

1.4. Sistemas de utilización

Como se vio anteriormente, las redes eléctricas del sistema peruano están clasificadas en 4 niveles de tensión:

- Muy alta tensión (MAT), tensiones superiores a 100 kV e inferiores a 500 kV.
- Alta tensión (AT), tensiones superiores a 30 kV e inferiores a 100 kV.
- Media tensión (MT), tensiones superiores a 1kV e inferiores a 30 kV.
- Baja tensión (BT), tensiones inferiores a 1 kV.

Se considerarán como sistemas de utilización de energía eléctrica aquellas industrias, comercios y viviendas residenciales cuyo servicio eléctrico es suministrado en media tensión (MT) o en baja tensión (BT).

De igual forma, según el Reglamento Nacional de Edificaciones (2006), sistema de utilización es aquel constituido por el conjunto de instalaciones destinadas a llevar energía eléctrica a cada usuario desde el punto de entrega hasta los diversos artefactos eléctricos en los que se produzca su transformación en otras formas de energía. Entre estas instalaciones se encuentran:

- La conexión, es el conjunto de elementos abastecidos desde un sistema de distribución para la alimentación de los suministros de energía eléctrica destinados a los usuarios, incluyendo las acometidas y las cajas de conexión, de derivación y/o toma, equipos de control, limitación de potencia, registro y/o medición eléctrica proporcionada.
- La acometida (del usuario o del consumidor), es la derivación que parte de la red de distribución eléctrica para suministrar energía a la instalación del usuario, es decir, es el cableado comprendido entre la red de distribución (incluye el empalme) y la caja de conexión y medición o la caja de toma. Puede ser subterránea, aérea o aérea-subterránea.
- El punto de entrega o de suministro, es aquel punto de enlace entre una red de energía eléctrica y un usuario de la energía eléctrica. Para los suministros en baja tensión, se considera como punto de entrega la conexión eléctrica entre la acometida y las instalaciones del concesionario.

En la figura 1.16 se muestra una conexión típica en baja tensión con sus principales elementos. Una conexión similar en media tensión se diferenciaría de esta en el transformador de distribución o de potencia que deberá incluir.

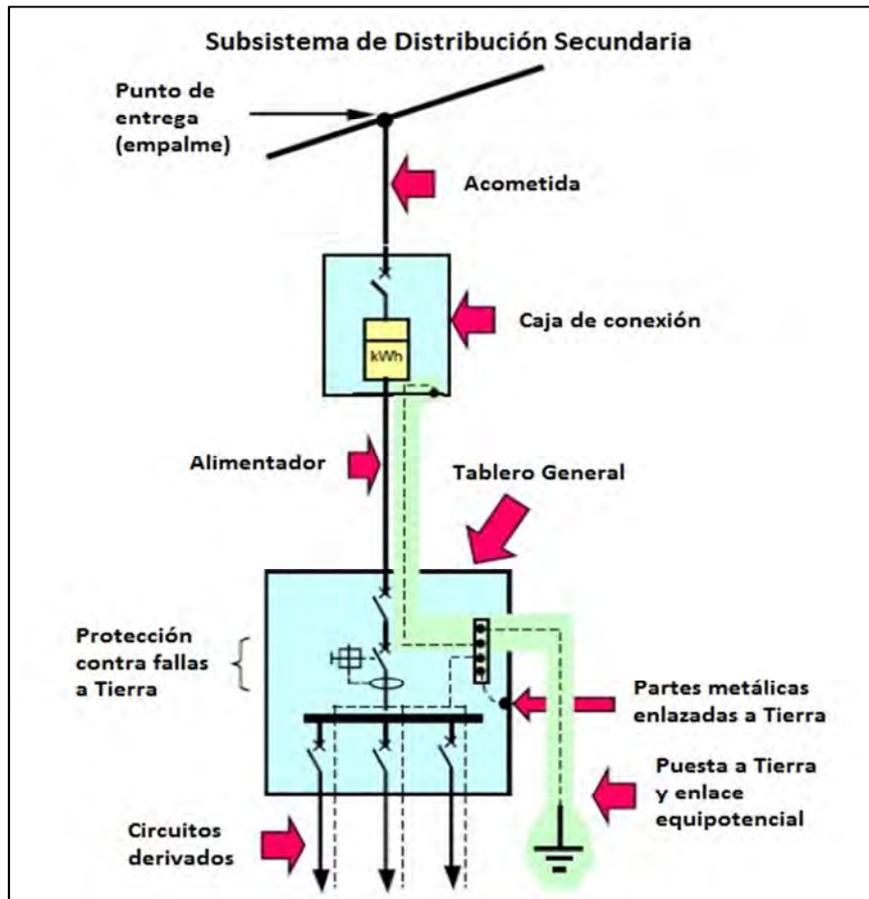


Figura 1.16. Conexión típica en baja tensión (BT).

Fuente: adaptación del *Manual de sustentación del Código Nacional de Electricidad* (2008) – Sección 040, pp. 2.

1.4.1. Circuitos monofásicos y trifásicos

La mayor parte de los sistemas de distribución de energía eléctrica utilizan corriente alterna debido a que una de sus principales características es la posibilidad de variar el nivel de tensión sin modificar sustancialmente la potencia, haciendo posible la transmisión de la energía eléctrica generada en las distintas centrales de manera eficiente a las áreas de consumo, las cuales muchas veces se encuentran distanciadas cientos de kilómetros.

En corriente alterna, los circuitos pueden ser de una o más fases. Cuando son de una fase se les llama monofásicos, y cuando son de tres fases se les llama trifásicos. A su vez, existen dos tipos de circuitos trifásicos: con conexión en estrella, como el de la figura 1.17, y con conexión en delta, como el de la figura 1.18.

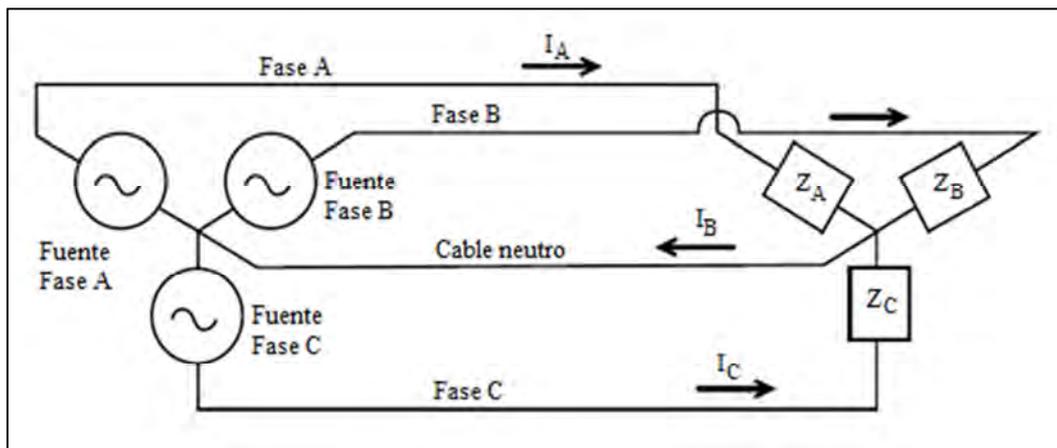


Figura 1.17. Circuito trifásico de corriente alterna con conexión en estrella.
Fuente: elaboración propia. Basado en: *Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión* (2009).

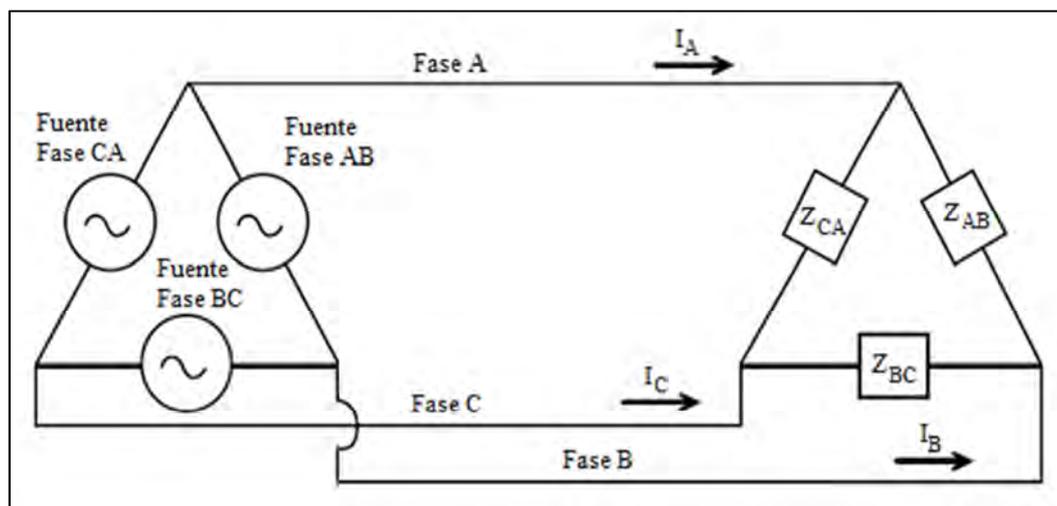


Figura 1.18. Circuito trifásico de corriente alterna con conexión en delta.
Fuente: elaboración propia. Basado en: *Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión* (2009).

Como se puede apreciar en las figuras 1.17 y 1.18, un circuito trifásico es como tener tres circuitos, cada uno con una fuente de voltaje y una carga, y conectados entre sí. Para diferenciar a los cables de los circuitos trifásicos, se les da el nombre de fases A, B y C, también fases R, S y T o fases U, V y W. Los voltajes de cada fuente son de la misma magnitud y están desfasados como se muestra en la figura 1.19. En esta misma gráfica también se representa las corrientes en los cables de cada fase, tanto en la conexión en estrella como en delta, siempre y cuando el circuito esté balanceado, es decir, que las tres cargas sean iguales. El significado de las curvas se encuentra en la tabla 1.6.

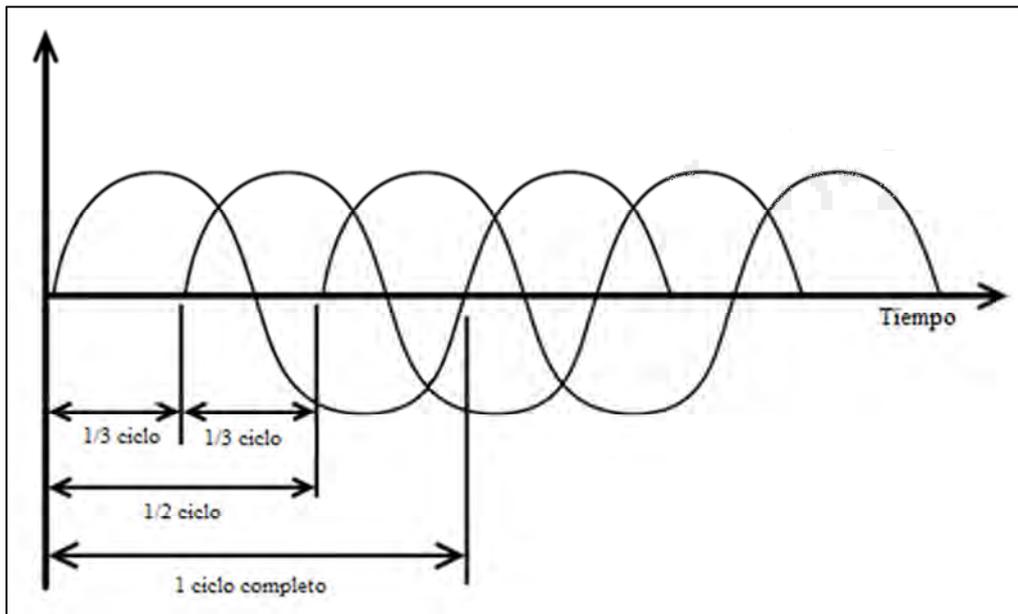


Figura 1.19. Voltajes y corrientes en un sistema trifásico balanceado.
Fuente: elaboración propia. Basado en: *Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión* (2009).

Tabla 1.6. Significado de curvas de voltaje o corriente en un sistema trifásico.

Curva \ conexión	Circuito con conexión en estrella	Circuito con conexión en delta
Curva 1	Voltaje o corriente de la fuente de la fase A.	Voltaje o corriente de la fuente de la fase AB.
Curva 2	Voltaje o corriente de la fuente de la fase B.	Voltaje o corriente de la fuente de la fase BC.
Curva 3	Voltaje o corriente de la fuente de la fase C.	Voltaje o corriente de la fuente de la fase CA.

Fuente: elaboración propia. Basado en: *Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión* (2009).

En la práctica, las tres cargas o impedancias no son exactamente iguales, pero se trata de lograr dicho efecto repartiendo la gran cantidad de usuarios en las distintas fases lo más equilibradamente posible.

Para circuitos con conexión en estrella, si el circuito está balanceado, la corriente que circula por el neutro es cero; en caso contrario, la corriente que circula por el neutro depende del desbalanceo, es decir, de la diferencia que exista en las cargas de las fases A, B y C. Esto hace que no se prescindiera de este conductor, pero su sección es menor que la de los otros tres, ya que la corriente que transporta es más pequeña que las otras.

Las formas de conexión de la fuente (generador) y de la carga (receptor) son independientes, por lo que se puede utilizar cualquier variante. La unión entre ambos se efectúa con cables o conductores denominados líneas. (Rodríguez, 2013)

Los voltajes en las fases de la fuente y de la carga se llaman voltajes de fase V_F , y sus corrientes, corrientes de línea I_F . En cambio, los voltajes entre líneas se llaman voltajes de línea V_L y las corrientes que circulan por ellas son las corrientes de línea I_L , siendo el voltaje entre una línea y el neutro el voltaje de fase.

Por tanto, en una conexión en estrella, los voltajes de fase y de línea son distintos; en cambio, las corrientes de fase y las de línea son iguales. Por el contrario, en una conexión en delta ocurre lo contrario: los voltajes de fase y de línea son iguales, mientras que las corrientes de fase y de línea son distintas.

En corriente alterna trifásica, la potencia es igual a la suma de la de sus tres fases. En el caso de sistemas equilibrados (balanceados), todas las fases consumen por igual y la potencia es igual a 3 veces la de una fase. En la tabla 1.7 se puede apreciar la relación existente entre las distintas variables que definen un sistema como este.

Tabla 1.7. Relación entre variables en conexiones estrella y delta.

Conexión	Relación entre voltajes	Relación entre corrientes	Potencia activa (P)	Potencia reactiva (Q)	Potencia aparente (S)
Estrella	$V_F = \frac{V_L}{\sqrt{3}}$	$I_F = I_L$	$P = 3 V_F I_F \cos \varphi$	$Q = 3 V_F I_F \sin \varphi$	$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$
Delta	$V_F = V_L$	$I_F = \frac{I_L}{\sqrt{3}}$	$P = \sqrt{3} V_L I_L \cos \varphi$	$Q = \sqrt{3} V_L I_L \sin \varphi$	$S = 3 V_F I_F$ $S = \sqrt{3} V_L I_L$

Fuente: elaboración propia.

A continuación se menciona algunas ventajas que la corriente alterna trifásica tiene frente a la monofásica:

- En trifásica, con un 50% de material conductor más que la monofásica (3 hilos frente a 2), se transmite un 73% más de potencia con menores pérdidas.
- Los motores trifásicos son más baratos y más eficientes que los monofásicos.

1.4.2. Facturación de energía eléctrica en el Perú

El marco normativo en el Perú está dado por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la cual asegura una oferta eléctrica confiable, garantiza el funcionamiento eficiente del sector y la aplicación de una tarifa para los consumidores finales considerando el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles. Los títulos II y V de dicha ley tratan acerca de las tarifas de energía en el Perú y sobre los sistemas de precios de la electricidad. Describe las metodologías para obtener los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad, Además, es el ente regulador encargado de fijar las tarifas mediante la aplicación de dichas tarifas. (Aliaga, 2008)

El sistema tarifario en el Perú está a cargo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, el cual es un organismo técnico y descentralizado del sector Energía y Minas. Este organismo es responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica y las tarifas de transporte de

hidrocarburos líquidos por ductos, así como del transporte y distribución de gas natural por ductos.

La tarifa de electricidad comprende el costo para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica, las cuales permiten la prestación del servicio público de electricidad.

Las empresas de generación producen electricidad y la ofertan a las empresas distribuidoras en licitaciones (o subastas) organizadas por estas últimas. Es decir, las generadoras compiten entre ellas y ofrecen electricidad a diferentes precios. El organismo supervisor de estas licitaciones es Osinergmin, quien a su vez fija los precios máximos con el objetivo de evitar posibles actos irregulares entre las empresas. Finalmente, la empresa distribuidora firma un contrato de largo plazo –entre 5 y 20 años– con aquellas generadoras que ofrecen los menores precios. (Dammert, Molinelli & Carbajal, 2011)

La tarifa de generación considera la tarifa de potencia más la tarifa de energía. La tarifa de potencia es casi siempre igual al costo de inversión en una unidad turbina-generador de ciclo simple, en base a la inversión, operación y mantenimiento de las plantas que operan en horas punta. La tarifa de energía depende de la demanda y la calidad de la oferta proyectada para los próximos 48 meses: a mayor demanda corresponde mayor precio, manteniendo la oferta invariable; a más oferta corresponde un menor precio, manteniendo la oferta invariable. Se regula cada 6 meses, en noviembre y mayo.

En la transmisión, el Estado Peruano, en función de las necesidades del Sistema Eléctrico Nacional (SINAC), convoca a licitaciones internacionales en las cuales participan las empresas interesadas en construir y operar una línea de transmisión. El Estado adjudica la licitación a la(s) empresa(s) que ofrezca(n) menores precios. Los servicios que ofrecen las transmisoras no consideran un precio fijo, sino que se dicho precio se va ajustando de acuerdo a las variaciones de los costos de los materiales (cobre o aluminio), el tipo de cambio, entre otros. Osinergmin es el encargado de realizar dicho cálculo. (Dammert, Molinelli & Carbajal, 2011)

La tarifa de transmisión está compuesta por el ingreso tarifario, peaje unitario y la garantía por red principal de Camisea (GRP). El ingreso tarifario, es el monto que los generadores deben transferir a los transmisores; el peaje unitario es el monto que los consumidores deben pagar a los transmisores para completar los costos del servicio. (Aliaga, 2008)

Como la transmisión se divide en dos subsistemas, principal y secundario, la transmisión principal (o garantizada) se remunera a través del peaje de conexión al sistema principal, costo que es asumido por todos los usuarios del servicio eléctrico. En cambio, la transmisión secundaria (o complementaria) se remunera a través de peajes secundarios de transformación y transmisión; este costo es asumido por aquellos usuarios que utilizan el sistema secundario (usuarios del mercado libre). (Distriluz, 2004)

La garantía por red principal de Camisea es el monto por unidad que los consumidores deben transferir a los concesionarios de la red principal de Camisea para completar sus ingresos garantizados. El peaje disminuye si la demanda aumenta; el GRP disminuye si el consumo de gas se incrementa (principalmente en la generación con gas). Se regula cada año en el mes de mayo. (Aliaga, 2008)

Las líneas de distribución atienden a diferentes zonas del país y sus costos varían dependiendo de factores como el consumo por vivienda, la concentración (densidad) de la población, las características de la zona, entre otros. El precio de distribución es menor en las zonas más pobladas porque se requieren menos redes para llegar a los usuarios; en cambio, es mayor en las zonas donde la población vive más dispersa y hay pocos consumidores, porque se necesitan redes eléctricas más extensas para llegar a cada usuario. (Dammert, Molinelli & Carbajal, 2011)

La tarifa de distribución considera los costos eficientes al brindar el servicio de electricidad, de ese modo no se incluyen aquellos costos en los que haya incurrido la empresa distribuidora que no sean necesarios para prestar el servicio. La entidad encargada de fijar los precios de distribución, basándose en estudios técnicos y audiencias públicas, es Osinergmin.

La regulación de la tarifa de distribución, denominada Valor Agregado de Distribución (VAD), se realiza basándose en el principio de eficiencia y utiliza mecanismos que simulan competencia. El VAD es el costo necesario para poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde la salida del alimentador de media tensión (ubicada en la subestación de transmisión), hasta el empalme de acometida del usuario. (Aliaga, 2008)

Frente a este contexto, el modelo tarifario establece que el VAD es fijado para una empresa modelo eficiente, y considera los costos asociados al usuario (costos fijos), las pérdidas estándar de distribución y los costos de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución. Dicho VAD es validado a través de un proceso de verificación de la tasa interna de retorno para el conjunto de empresas de distribución. La regulación de la tarifa de distribución se realiza cada cuatro años. (Distriluz, 2004)

Los costos asociados al usuario, denominados cargos fijos, cubren los costos de lectura del medidor, procesamiento de la lectura, emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo. Las pérdidas son aquellas pérdidas inherentes de las instalaciones de distribución eléctrica. Los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación se reconocen a través del VAD de media y baja tensión (VADMT y VADBT). (Aliaga, 2008)

El principio de eficiencia contempla dos aspectos que lo definen como tal: una eficiencia asignativa, la cual vela porque las tarifas reflejen los costos marginales, señalando a los usuarios la dirección del mínimo costo y la promoción del uso racional y conservación de la energía; y una eficiencia productiva, la cual implica la necesidad de obligar a los prestadores del servicio a minimizar los costos, compatible con la confiabilidad del abastecimiento. (Molina, 2006)

El Artículo 66° de la LCE establece que el VAD se calculará para cada empresa de distribución eléctrica considerando determinados sectores de distribución típicos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta del Osinergmin.

Según el Osinergmin, la LCE establece que los sectores de distribución típicos son instalaciones de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento. Las empresas de distribución eléctrica pueden

contar con instalaciones de distribución eléctrica de distintos sectores de distribución típicos.

Para la Fijación Tarifaria del VAD y Cargos Fijos 2013 - 2017, Osinergmin remitió su propuesta de sectores de distribución típicos a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), que mediante la Resolución Directoral N° 154-2012 EM/DGE estableció los sectores de distribución típicos para la fijación mencionada. Los sectores de distribución típicos establecidos son: (Osinergmin, disponible en el link: <http://www2.osinerg.gob.pe/ProcReg/VAD/VAD2013/2-Sectores.htm>, consultado el 10 de setiembre de 2014)

- Sector de distribución típico 1: Urbano de alta densidad.
- Sector de distribución típico 2: Urbano de media densidad.
- Sector de distribución típico 3: Urbano de baja densidad.
- Sector de distribución típico 4: Urbano rural.
- Sector de distribución típico 5: Rural de media densidad.
- Sector de distribución típico 6: Rural de baja densidad.
- Sector de distribución típico de Sistemas Eléctricos Rurales (SER): calificados según la Ley General de Electrificación Rural (LGER).
- Sector de distribución típico especial: Coelvisac (Villacurí).

1.4.3. Componentes de una factura eléctrica industrial

A continuación, se hace una descripción detallada de las características de la facturación o recibo de energía eléctrica. (Dirección General de Electricidad, 2011)

- a) Cargo fijo mensual: cargo asociado a los costos fijos por entregar el servicio eléctrico y que son independientes de la electricidad que se consume. Tal es el caso de enviar todos los meses a una persona para que realice la lectura del medidor, la entrega posterior del recibo de pago, contar con un sistema de cómputo para calcular las cuentas, mantener registros históricos, disponer de personal técnico y capacitado.
- b) Cargo por reposición y mantenimiento de conexión: cargo para mantenimiento de la conexión y su reposición al final de su vida.
- c) Cargo por energía activa: es la facturación del consumo de energía activa del periodo de facturación.
- d) Cargo por potencia activa de generación: cargo de potencia correspondiente al costo de generación. Está dado por la máxima potencia activa registrada mensual en horas de punta y en horas fuera de punta, respectivamente, en el periodo de medición.
- e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución: cargo correspondiente al costo de la potencia por uso de las redes de distribución. En el uso de las redes de distribución se consideran precios diferenciados para la facturación de la potencia según si esta es efectuada en horas punta o bien en horas fuera de punta. Se calcula bajo la modalidad de potencia variable.
- f) Cargo por facturación por exceso de potencia activa: es la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta. El exceso de potencia para la facturación del uso de las redes es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en horas fuera de punta menos la potencia

- a facturar en horas de punta para la remuneración de las redes de distribución, siempre y cuando sea positivo, caso contrario, será igual a cero.
- g) Cargo por facturación de energía reactiva: cargo correspondiente al consumo de energía reactiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual. La facturación por energía reactiva solo se da en las tarifas MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4.
 - h) Alumbrado público: cargo por la iluminación de avenidas, calles, plazas y otros lugares públicos.
 - i) IGV: Impuesto General a las Ventas (19%).
 - j) Aporte para la electrificación rural (Ley N° 28749): aporte de los usuarios de electricidad para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.
 - k) Fondo de compensación social eléctrica (FOSE): para ayudar a las familias de menores recursos se creó el FOSE, un sistema de subsidios cruzados que hace un descuento en la tarifa eléctrica a los usuarios que consumen menos de 100 kWh al mes, el cual se compensa con un pequeño recargo en la tarifa de los usuarios que consumen más de 100 kWh al mes. El descuento para los usuarios que consumen menos de 30 kWh por mes es proporcional a su consumo, mientras que el descuento para los usuarios que consumen entre 31 y 100 kWh al mes es un monto fijo. Este cargo solo se aplica a la opción tarifaria BT5B y BT7. Además, la aplicación del FOSE también varía de acuerdo a si los consumidores pertenecen al SEIN o a los sistemas aislados; asimismo, existe una diferencia entre los usuarios que viven en áreas urbanas y quienes viven en zonas rurales.
 - l) Redondeo: cuenta corriente mensual del usuario que permite el redondeo para la devolución o cobranza posterior.
 - m) Historial de consumo del usuario: para todas las opciones tarifarias, la empresa distribuidora incluirá dentro de la factura o recibo del usuario, el historial de consumo de energía y potencia del mismo de los últimos 12 meses.

En la figura 1.20 se puede apreciar un modelo de recibo para la facturación de la energía eléctrica en el Perú, donde:

- 1) Datos del titular.
- 2) Número de cliente o número de suministro: este número lo identifica como usuario de la concesionaria y le permitirá realizar todas sus consultas o reclamos ante la concesionaria.
- 3) Datos técnicos del suministro y de información para el cliente: en este punto se muestra la opción tarifaria contratada y la potencia contratada actual.
- 4) Gráfico: muestra la evolución de su consumo de energía, hasta un año atrás.
- 5) Información correspondiente al periodo de lectura, al consumo de energía activa y reactiva, y demanda mensual registrados por el medidor. Además, se muestra el historial de consumo de energía y demanda, y se puede determinar el periodo de facturación del mes con las lecturas mencionadas.
- 6) Detalle de los consumos e importes facturados.
- 7) Mensajes de utilidad para el cliente.

Razón Social : EMPRESA INDUSTRIAL RUC : 100295521770 Dir. Suministro : Lima Recibo N° : 10000001		1																																																																			
Para consulta su N° de suministro es:	5504029	2																																																																			
DATOS DEL SUMINISTRO		DETALLES DE LOS IMPORTES FACTURADOS																																																																			
Tarifa : BT3 Centro de Servicio : XY Ruta : AAAA Código Alimentador: BBBB Potencia contratada (kW): 500 kW		3	Descripción Precio unitario consumo Importe																																																																		
		4	Cargo fijo 4,37																																																																		
REGISTROS DE DEMANDA/CONSUMO		Mant. y reposición del equipo 18,51																																																																			
Mes Facturado DICIEMBRE 2009		Consumo energía horas punta 0,1376 69 960,0 9 626,50																																																																			
Energía Activa (kW.h)		Consumo energía fura punta 0,1058 315 560,0 33 386,25																																																																			
Hora Punta Fuera punta		Potencia de generación horas punta 19,73 764,0 15 073,72																																																																			
Lectura Actual (25/12/08) 2 482,96 10 852,56		Potencia de distribución horas punta 10,19 879,0 8 957,01																																																																			
Lectura Anterior (25/11/08) 4 413,00 10 537,00		Consumo energía reactiva inductiva 0,0382 0,0 0,00																																																																			
Diferencia de lecturas 69,96 315,56		Alumbrado Público 134,09																																																																			
Factor de medidor 1000 1000		IGV 12 768,08																																																																			
Energía registrada 69 960 315 560		Electrificación Rural(Ley 28749) 0,0069 385 520,0 2 260,09																																																																			
Demanda (kW)		Sub Total 82 628,61																																																																			
Hora Punta Fuera punta		Redondeo -0,01																																																																			
Lectura Actual (25/12/08) 0,704 0,764		TOTAL 6 S/. 82 628,60																																																																			
Lectura Anterior (25/11/08) 0 0		FECHA DE EMISIÓN		FECHA DE VENCIMIENTO																																																																	
Diferencia de lecturas 0,704 0,764		31-Dic-2008		15-Ene-2009																																																																	
Factor de medidor 1000 1000		MENSAJES AL CLIENTE																																																																			
Potencia registrada 704 764		7																																																																			
Energía reactiva (KVAR.h)																																																																					
Inductiva																																																																					
Lectura Actual (25/12/09) 4 732,24																																																																					
Lectura Anterior (25/11/09) 4 673,00																																																																					
Diferencia de lecturas 59,24																																																																					
Factor de medidor 1000																																																																					
Potencia registrado 59 240																																																																					
Consumo a facturar (□30% EA) 0,00																																																																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="13">Historia de Consumos y Demanda</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Ene</th> <th>Feb</th> <th>Mar</th> <th>Abr</th> <th>May</th> <th>Jun</th> <th>Jul</th> <th>Ago</th> <th>Sep</th> <th>Oct</th> <th>Nov</th> <th>Dic</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>kWh-PP</td> <td>71547</td> <td>72448</td> <td>71983</td> <td>72387</td> <td>69387</td> <td>70895</td> <td>71326</td> <td>73821</td> <td>73872</td> <td>70901</td> <td>70088</td> <td>69960</td> </tr> <tr> <td>kWh-AP</td> <td>325 630</td> <td>318 234</td> <td>310 054</td> <td>317 808</td> <td>310 078</td> <td>308 821</td> <td>314 835</td> <td>317 238</td> <td>312 828</td> <td>314 837</td> <td>318 208</td> <td></td> </tr> <tr> <td>kWh-ES</td> <td>143</td> <td>131</td> <td>123</td> <td>133</td> <td>126</td> <td>128</td> <td>135</td> <td>139</td> <td>135</td> <td>125</td> <td>125</td> <td>124</td> </tr> </tbody> </table>					Historia de Consumos y Demanda														Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	kWh-PP	71547	72448	71983	72387	69387	70895	71326	73821	73872	70901	70088	69960	kWh-AP	325 630	318 234	310 054	317 808	310 078	308 821	314 835	317 238	312 828	314 837	318 208		kWh-ES	143	131	123	133	126	128	135	139	135	125	125	124
Historia de Consumos y Demanda																																																																					
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic																																																									
kWh-PP	71547	72448	71983	72387	69387	70895	71326	73821	73872	70901	70088	69960																																																									
kWh-AP	325 630	318 234	310 054	317 808	310 078	308 821	314 835	317 238	312 828	314 837	318 208																																																										
kWh-ES	143	131	123	133	126	128	135	139	135	125	125	124																																																									

Figura 1.20. Modelo de factura de energía eléctrica.
Fuente: Dirección General de Electricidad (2011) – pp. 12.

La descripción de las zonas 5 y 6 del recibo de la figura 1.20 depende de los parámetros eléctricos medidos en la opción tarifaria escogida. En algunas tarifas se miden dos energías activas y dos potencias activas (2E2P), en otras dos energías activas y una potencia activa (2E1P), o también una energía activa y una potencia activa (1E1P). Asimismo, existen tarifas que solo miden dos energías activas (2E), una sola energía activa (1E), o una potencia activa (1P). Estas últimas se suelen encontrar en baja tensión. Por ejemplo, para el caso de las tarifas BT5A y BT5B, las más comunes en los sectores comercial y residencial, se tiene la misma estructura de recibo eléctrico, con la diferencia que solo se factura por consumo de energía (sean 2E o 1E respectivamente).

Según la norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobada por resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD, desde el 01

de noviembre del 2014, en el Perú existe una única modalidad de facturación: de potencia variable, donde la potencia activa a facturar se denomina potencia variable. Esta potencia se determina mediante el promedio de las dos mayores demandas máximas registradas en los últimos seis meses, incluido el mes facturado. Para usuarios con historial menor a los seis meses, se emplean el o los meses disponibles. (Osinergmin, 2013)

Solo en el caso de usuarios que no cuenten con el sistema de medición adecuado para el registro de potencia activa, la facturación de potencia se realiza mediante la modalidad de potencia contratada. En esta alternativa, la potencia a facturar es la potencia contratada, que es aquella que suscribe el cliente con la empresa distribuidora por la máxima carga admisible de la conexión asignada a su suministro. El cliente deberá abstenerse de tomar una carga mayor a la contratada pues, de lo contrario, estaría sujeto a la suspensión del suministro por poner en peligro las instalaciones de la empresa.

Para determinar el registro de demanda y consumo, se restan las lecturas de la medición anterior con las actuales para obtener los consumos que se describen en el detalle de los importes facturados.

Además, no está permitida la inyección de energía reactiva a la red. En todo caso, la empresa de distribución deberá coordinar con el usuario la forma y plazos para corregir esta situación.

Se debe tener en cuenta que cada empresa de distribución de electricidad tiene un costo distinto para cada opción tarifaria (ver detalles en capítulo 2), regulados por Osinergmin. La elección de la opción tarifaria es decisión exclusiva del propietario, en función a sus hábitos de consumo.

1.5. Eficiencia energética

La eficiencia energética es el modo más rápido, económico y limpio de reducir nuestro consumo energético y reducir así las emisiones de gases de efecto invernadero para cumplir los objetivos del Protocolo de Kioto, una demanda creciente de los diferentes actores del mercado. (Schneider-Electric, 2010)

La eficiencia energética consiste en conseguir más y mejores resultados con menos recursos, lo cual se traduce en menores costos de producción, menor cantidad de desperdicios de energía, así como menores niveles de contaminación en todos los sectores (industrial, comercial y residencial). El uso eficiente de la energía permite consumir menos energía, disponer de potencial de utilización de energía eléctrica, producir menor cantidad de desperdicios de energía y tener menores niveles de contaminación. (FONAM)

Según Schneider-Electric (2010), los objetivos de la eficiencia energética se pueden resumir en tres:

- **Ahorro energético:** el cual implica no solo la reducción del consumo, sino también la reducción de emisiones que afectan al medio ambiente. De todos los costos operativos, el energético es el más fácil de controlar, pero para su reducción es indispensable un control continuo, una gestión adecuada de la información y una asesoría energética efectiva.

- Mejora de la productividad: las mejoras en la productividad se centran en optimizar el rendimiento de los equipos y de los procesos, facilitando un correcto mantenimiento.
- Disponibilidad de fiabilidad: la supervisión energética permite garantizar la continuidad del suministro, maximizar el tiempo operativo de los procesos productivos, y alcanzar los requerimientos de calidad y tiempos de respuesta.

En la mayoría de las instalaciones existentes, se puede lograr hasta un 30% de ahorro energético utilizando las soluciones y tecnologías disponibles en la actualidad. (Schneider-Electric, 2010)

Una de las acciones que permite a las empresas alinearse con esta iniciativa es la Gestión de Demanda de Energía (GDE), la cual se puede definir como el conjunto de diferentes medidas que persiguen influir en el consumidor para que modifique su patrón de demanda (cuándo y cuánto consumir) con el fin de lograr no solo un ahorro neto de energía, sino también un uso más eficiente de la misma (Fenercom, 2007).

La mayoría de las acciones y programas de GDE consisten en incluir iniciativas que promocionan el aumento de la eficiencia energética de los equipos eléctricos y que, por consiguiente, también impulsan una reducción de la demanda y consiguen ahorros energéticos sin pérdida de calidad de vida. De esta manera, se logra un efecto indirecto sobre la demanda eléctrica, a largo plazo y enfocado exclusivamente a reducir la potencia consumida sin considerar el horario de consumo.

Entre otras alternativas a seguirse para lograr una adecuada GDE se encuentran:

- 1) Reducir los picos de demanda, especialmente cuando el consumo se acerca a los niveles máximos posibles de generación del sistema.
- 2) Posponer o adelantar ciertos consumos de energía en el tiempo (dentro de un día, una semana, etc.).
- 3) Rellenar los valles de consumo (intervalo de tiempo en el que el consumo es mínimo) para utilizar más eficientemente las fuentes energéticas disponibles.

Todas estas iniciativas toman su tiempo implementarse, puesto que requieren de un estudio previo muy minucioso que abarque todas las áreas de la empresa. No obstante, existen medidas que pueden tener una rápida repercusión cara a los intereses económicos de cualquier institución, empresa o comercio, orientadas a la disminución de los costos por facturación eléctrica.

Una de ellas consiste en analizar si el cliente del servicio eléctrico está pagando lo mínimo posible por el consumo de energía eléctrica que registra, según la opción tarifaria que ha seleccionado, es decir, evaluar si la opción tarifaria en la que se le factura su consumo eléctrico es la que más le conviene. Al realizar dicho análisis se consiguen dos cosas: primero, determinar la tarifa eléctrica óptima y, segundo, identificar anomalías en el consumo eléctrico de la instalación, como picos o sobrecargas en el sistema eléctrico. De llegarse a corregir estas anomalías, se conseguirá disminuir aún más la facturación eléctrica, sin perjudicar la producción, empezando así el arduo camino por alcanzar la eficiencia energética.

Capítulo 2

Normatividad

2.1. Introducción

El presente capítulo revisa la normativa referente a la facturación eléctrica y se basa literalmente en los documentos:

- Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD.
- “Guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica a usuarios finales en baja tensión”, pre-publicación del Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad (2011).
- Guía para el usuario “InfOsinergmin”, elaborada por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (Marzo 2012).
- “Norma DGE -Terminología en Electricidad“ y “Norma DGE-Símbolos Gráficos en Electricidad”, aprobadas por Resolución Ministerial N° 091-2002-EM/VME.
- Código Nacional de Electricidad – Suministro (2011) y Utilización (2006).

2.1.1. Definiciones previas

- Abono: acuerdo entre el distribuidor y el cliente, en el cual se fijan básicamente las condiciones bajo las cuales un suministro de energía es dado (características de energía eléctrica suministrada, la tarifa aplicada, etc.).
- Acometida: parte de la instalación eléctrica comprendida entre la red de distribución (incluye el empalme) y la caja de conexión y medición o la caja de toma.
- Cargo fijo: es el costo asociado a la lectura, procesamiento y emisión de la factura, reparto y cobranza de la misma independientemente de la demanda de potencia y el consumo de energía del cliente.
- Cliente: es la persona natural y jurídica que recibe la electricidad del distribuidor.
- Continuidad de servicio: es la calidad del suministro que se expresa por el grado en el cual la operación de una red eléctrica se aproxima al estado ideal de servicio ininterrumpido en un periodo de tiempo dado.

- Corte (del suministro): es la interrupción del suministro en un periodo significativamente prolongado de tiempo debido a la apertura de un aparato de conexión.
- Costos fijos: término general que comprende todos los elementos que forman parte del costo total que son independientes de las variaciones de la energía eléctrica consumida.
- Demanda máxima mensual en horas punta: es el más alto valor de las demandas de potencia activa promediadas en periodos sucesivos de 15 minutos, durante las horas punta a lo largo del mes.
- Demanda máxima mensual fuera de punta: es el más alto valor de las demandas de potencia activa promediadas en periodos sucesivos de 15 minutos, durante las horas fuera de punta a lo largo del mes.
- Empresa de distribución (distribuidor): es aquella organización que suministra electricidad a un grupo de usuarios a través de una red de distribución.
- Energía eléctrica: es la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, y que se utiliza para hacer funcionar los equipos eléctricos.
- Energía activa: es la energía eléctrica utilizada medida en kilowatt-hora (kW.h) por un medidor. Se utiliza para hacer funcionar los equipos eléctricos.
- Energía reactiva: es la energía adicional a la energía activa que algunos equipos conformados por arrollamientos eléctricos (como motores, transformadores, balastos, etc.) necesitan para su funcionamiento.
- Exceso de potencia: cuando la potencia utilizada por el usuario supera la potencia contratada.
- Factor de participación en la punta (o de contribución a la punta): relación expresada como un valor numérico o como un porcentaje de la potencia en el momento de la máxima demanda y la carga total instalada de un usuario o un grupo de instalaciones.
- Instalaciones de alumbrado público: conjunto de dispositivos necesarios para dotar de iluminación a vías y lugares públicos, por ejemplo, avenidas, jirones, calles, pasajes, plazas, parques, paseos, puentes, caminos, carreteras, autopistas, pasas a nivel o desnivel, etc., abarcando las redes y las unidades de alumbrado público.
- Horas punta (HP): periodo comprendido entre las 18:00 horas a 23:00 horas de cada día del año. Si el equipo de medición correspondiente a la opción tarifaria elegida por el usuario lo permite o si el usuario solicita a la empresa distribuidora el acondicionamiento de su sistema de medición a costos establecidos en la regulación de los costos de conexión, se exceptuará en la aplicación de las horas punta, los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición solo permita programar los feriados con antelación, solo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual.
- Horas fuera de punta (HFP): al resto de horas del día no comprendido en las horas punta.

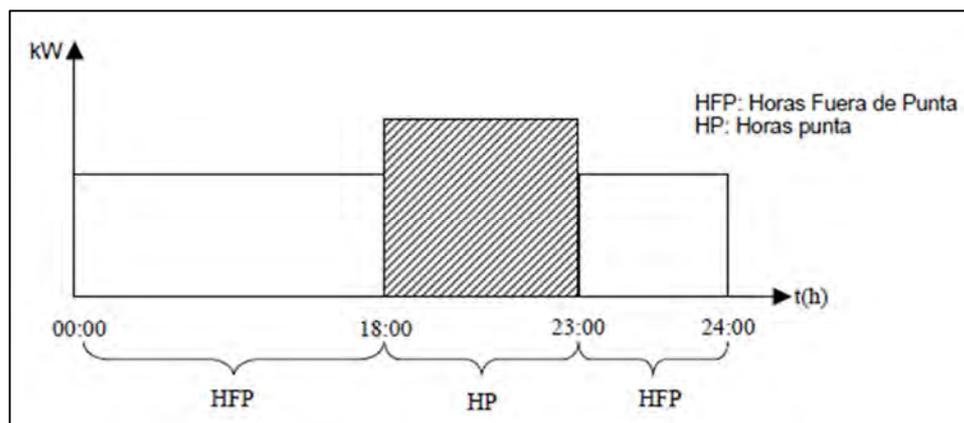


Figura 2.1. Horas punta y horas fuera de punta.

Fuente: GART (2012).

- Línea eléctrica: conjunto de conductores, materiales aislantes y accesorios utilizados para transferir electricidad entre dos puntos de una red.
- Máxima demanda mensual: es el más alto valor de las demandas de potencia activa promediadas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de facturación de un mes.
- Peaje de transmisión: es el precio regulado que se paga por el uso de la línea de transmisión para transportar energía entre dos puntos distantes entre sí.
- Periodo de facturación: con la excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el periodo de facturación es mensual y no podrá ser inferior a veintiocho (28) días, ni exceder los treinta y tres (33) días calendarios. No deberá haber más de 12 facturaciones en el año. Excepcionalmente, para la primera facturación de un nuevo suministro, reinstalación de la conexión o cuando se modifique el tipo de conexión de un suministro existente, podrá aplicarse un periodo de facturación no mayor a cuarenta y cinco (45) días calendario, ni menor a quince (15) días calendario.
- Potencia: rapidez con que se efectúa un trabajo, su unidad es el kilowatt [kW].
- Potencia conectada: aquella potencia activa máxima requerida por el usuario al momento de solicitar el suministro y que técnicamente soporta la conexión eléctrica.
- Potencia contratada: aquella potencia activa máxima que puede utilizar un suministro y que ha sido convenida mediante contrato entre usuario y concesionaria.
- Potencia instalada: se entenderá por potencia instalada a la sumatoria de las potencias activas nominales de todos los artefactos y equipos eléctricos que se alimentan de un suministro de electricidad.
- Potencia mínima facturada: demanda fijada por acuerdo, o especificada en la tarifa, que el cliente está obligado a pagar independientemente si la potencia ha sido utilizada o no por completo.
- Precio de energía: es el precio final que el usuario paga por el consumo de energía. Este precio es actualizado constantemente.
- Precio de potencia: Es el precio final que el usuario paga por el consumo de potencia. Este precio es actualizado constantemente.
- Precio del kilowatt: monto que será pagado por unidad de potencia de facturación durante un periodo determinado.

- Precio medio del kilowatt hora: cociente entre el monto total facturado por un suministro determinado y el número de kW.h suministrados.
- Suministro (de energía eléctrica): es el servicio público suministrado por una empresa de distribución a un usuario, que contemple y cumpla ciertos criterios técnicos y comerciales tales como frecuencia, tensión, continuidad, demanda máxima, punto de suministro, tarifas, entre otros.
- Tablero: panel o equipo de paneles diseñados para constituir un solo panel, que incluye barras, dispositivos automáticos de sobrecorriente, con o sin interruptores para el control de circuitos de alumbrado y fuerza; diseñados para su colocación en una cabina adosada o empotrada en la pared y accesible solo por un frente.
- Tarifa: especificaciones que definen los elementos considerados y los métodos a emplearse para el cálculo de los montos que serán pagados al distribuidor por el consumo de electricidad, de conformidad con las características del suministro.
- Tarifa de precio único: tarifa que comprende un precio unitario uniforme de kWh.
- Tarifa de precio doble (o triple): tarifa que comprende dos (o tres) precios unitarios diferentes de kW.h.
- Tarifa monomía: tarifa que comprende únicamente un elemento en la estructura de precios del suministro (por ejemplo, energía, potencia o cargo fijo, etc.).
- Tarifa binomía: tarifa que presenta dos elementos en la estructura de precios de suministro (por ejemplo, energía y potencia).
- Tarifa trinomía: tarifa que comprende tres elementos en la estructura de precios de suministro (por ejemplo, energía, potencia y cargo fijo).
- Tarifa de bloques: tarifa en la cual el cargo se basa en diferentes precios unitarios de kW.h que se aplican a bloques sucesivos de kW.h de tamaño dado, suministrado durante un periodo específico.
- Tarifa de exceso de potencia: tarifa en la cual se produce un aumento en los precios cuando la potencia utilizada por el cliente supera un límite fijado en el acuerdo.
- Tarifa horaria: tarifa que comprende precios unitarios diferentes de acuerdo a los periodos del día (por ejemplo, precios en horas punta, por horas del día, por horas de baja utilización).
- Doble tarifa horaria: tarifa horaria que comprende dos precios unitarios de kW.h diferentes, aplicada de acuerdo a las horas del día (por ejemplo, precios diferentes durante el día y la noche).
- Triple tarifa horaria: tarifa horaria que comprende tres precios de kW.h diferentes, aplicados de acuerdo a las horas del día (por ejemplo, precios diferentes durante la noche, durante un periodo determinado del día y otro para el resto del día).
- Usuario (consumidor): es la persona natural y jurídica que utiliza la electricidad para sus propias necesidades.
- Usuario en Media Tensión (MT): son aquellos usuarios que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 kV y menor a 30 kV.
- Usuario en Baja Tensión (BT): son aquellos usuarios que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.
- Usuarios regulados: son aquellos usuarios sujetos a regulación de precios unitarios de energía o potencia, las cuales son establecidos por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Osinergmin.
- Usuario prepago del servicio eléctrico: son aquellos usuarios cuyos suministros están conectados en baja tensión y que, contando con un equipo de medición con

características especiales para este fin, realizan el pago de la energía con anterioridad a su uso.

- Usuarios temporales: son aquellos usuarios que requieren el servicio eléctrico por un periodo limitado de tiempo y en forma no repetitiva, por ejemplo, ferias, eventos y/o espectáculos en la vía pública, circos, obras en construcción, etc.
- Usuarios con sistema de medición centralizada: son aquellos usuarios (de acuerdo a la Resolución Ministerial N° 137-2009-MEM/DM) cuyos consumos se miden mediante un sistema de medición centralizada que agrupa los equipos de medición de uno o más usuarios en una misma caja concentradora, que puede ser instalada en estructuras de las redes de BT y a partir de la cual se derivan las acometidas para cada predio.
- Usuarios provisionales: son aquellos usuarios ubicados en zonas habitadas que no cuentan con habilitación urbana, conectados en BT en forma colectiva (de acuerdo al Artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas).
- Usuarios rurales con celdas fotovoltaicas: son aquellos usuarios ubicados en sistemas eléctricos rurales (SER) establecidos por la Ley General de Electrificación Rural (LGER) y cuyos suministros son alimentados mediante sistemas fotovoltaicos.

2.1.2. Definición de parámetros

Los parámetros que se mencionan a continuación se emplean en las fórmulas tarifarias para el cálculo de los cargos para cada tarifa. Por motivos de uniformidad, coinciden en su mayoría con los descritos en la norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las tarifas a Usuario Final”, Resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD.

- CBTPPG: Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación.
- CBTFPG: Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación.
- CBTPPD: Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución.
- CBTFPD: Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución.
- CCSFZCC: Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas “z”, para el rango de consumo “r” y el sistema para corriente continua [S/. /kW.h].
- CCSFZCA: Cargo mensual de energía equivalente, ubicadas en zonas “z”, para el rango de consumo “r” y el sistema para corriente alterna [S/. /kW.h].
- CCSP: Cargo comercial del servicio prepago [S/. /mes].
- CER: Cargo por energía reactiva [S/. /kVAR.h].
- CFE: Cargo fijo mensual para medición simple de energía [S/. /mes].
- CFEAP: Cargo fijo mensual para medición de Alumbrado Público [S/. /mes].
- CFH: Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia [S/. /mes].
- CFHCO: Cargo fijo mensual para medición simple de energía con medición centralizada [S/. /mes].

- CFS: Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía [S/. /mes].
- CMTPPG: Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación.
- CMTFPG: Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación.
- CMTPPD: Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución.
- CMTFPD: Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución.
- DPA: Factor de descuento por pago adelantado.
- EFP: Energía mensual registrada en horas fuera de punta [kW.h].
- EPP: Energía mensual registrada en horas de punta [kW.h].
- FCPMT: Factor de coincidencia para demandas en punta en media tensión.
- FCFPMT: Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión.
- FCPPBT: Factor de coincidencia para demandas en punta en baja tensión.
- FCFPBT: Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión.
- FIGV: Factor del costo del IGV.
- ICMT: Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT (Valor Agregado de Distribución en Media Tensión).
- ICBT: Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT (Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión).
- NHUBT: Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.
- NHUBTPPA: Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta.
- NHUBTFPA: Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta.
- NHUBTPPB: Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- NHUBTFPB: Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- NHUBTPRE: Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios del servicio prepago en baja tensión.
- NHUBTAP: Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio de alumbrado público.

- PE: Precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión [S/. /kW.h].
- PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
- PEBTCO: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión para medición centralizada. Se determina descontando del factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión la parte correspondiente a las pérdidas en las acometidas y en los medidores.
- PEMT: Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.
- PEPP: Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión [S/. /kW.h].
- PEFPP: Precio de la energía en horas de fuera de punta en la barra equivalente de media tensión [S/. /kW.h].
- PESED: Factor de expansión de pérdidas de energía en subestaciones de distribución MT/BT. Se determina a partir del anterior PEBT descontando las pérdidas de energía en la red de BT propiamente y en las acometidas y medidores. Solo considera las pérdidas en la transformación MT/BT.
- PP: Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión [S/. /kW-mes].
- PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.
- PPBTCO: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión para medición centralizada. Se determinaría descontando del factor de expansión de pérdidas de potencia en BT la parte correspondiente a las pérdidas en las acometidas y en los medidores.
- PPMT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.
- PPSSED: Factor de expansión de pérdidas de potencia en subestaciones de distribución MT/BT. Se determina a partir del anterior PPBT descontando las pérdidas de potencia en la red de BT propiamente y en las acometidas y medidores. Solo considera las pérdidas en la transformación MT/BT.
- VBTTPP: Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta [S/. /kW-mes].
- VBTFFP: Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas fuera de punta [S/. /kW-mes].
- VMTTPP: Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta [S/. /kW-mes].
- VMTFFP: Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta [S/. /kW-mes].
- VSEDPP: Valor agregado de distribución en subestaciones de distribución MT/BT para demandas de punta. Se determina a partir de VBTTPP descontando los costos correspondientes a la red de BT [S/. /kW-mes].

Los precios unitarios actualizados de potencia y energía de los cargos que se facturan por cada opción tarifaria se obtienen del pliego tarifario del sistema eléctrico correspondiente, publicado en la página web de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin.

2.2. Opciones tarifarias

Las opciones tarifarias están referidas a las alternativas de las que dispone el usuario para contratar el suministro eléctrico en función de sus niveles de demanda y su curva de carga eléctrica. (GART, 2012)

El modelo de las tarifas surge a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 (Título V) y su Decreto Supremo N° 009-93-EM, que establecen que todas las tarifas eléctricas a usuario final estarán compuestas por precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad (Distriluz, 2004). En otras palabras, la factura por el servicio eléctrico es emitida por la empresa distribuidora de energía eléctrica, pero incluye también el pago a la empresa generadora y a la empresa de transmisión. Así, la tarifa del servicio eléctrico es la suma de tres precios: precio de generación, precio de transmisión y precio de distribución (ver capítulo 1). Una vez que la empresa de distribución realiza la cobranza de lo consumido a cada usuario, remite a la empresa generadora y a la empresa transmisora el monto que le corresponde a cada una y se queda únicamente con lo que le toca por el servicio de distribución.

La tarifa del suministro eléctrico también está en función a la ubicación del mismo en los sistemas eléctricos, al nivel de tensión, a la opción tarifaria elegida y contratada por el cliente, y al consumo de potencia y energía registrado.

Para determinar la opción tarifaria más económica para el usuario final, se tiene que contar con la siguiente información: (GART, 2012)

- Consumo histórico de potencia y energía como mínimo de los últimos seis meses, lo óptimo sería contar con la información histórica de un año.
- Tener en cuenta los cargos que se facturan por cada opción tarifaria.
- Los precios unitarios actuales de potencia y energía que se obtienen del pliego tarifario del sistema eléctrico correspondiente, publicado en la página web de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin.

2.2.1. Tarifas en media tensión

Los usuarios que opten por elegir alguna de las opciones tarifarias que se presentan a continuación (MT2, MT3 y MT4) deberán solicitar o ya poseer el suministro eléctrico en algún nivel de tensión comprendido entre 10 kV y 30 kV, correspondiente a media tensión.

2.2.1.1. Opción tarifaria MT2

El sistema de medición aplicado en esta opción tarifaria consiste en la medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P). Se utiliza la modalidad de facturación de potencia activa variable. Los parámetros de medición se detallan a continuación:

- Energía: en punta y fuera de punta.
- Potencia: en punta y fuera de punta.
- Energía reactiva.

Los cargos de facturación se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Cargos facturados en la opción tarifaria MT2.

Cargo Fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	CFH	$\left[\frac{S/.}{mes} \right]$
Cargo por energía activa en horas punta	$PEMT \times PEPP$	$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
Cargo por energía activa en horas fuera de punta	$PEMT \times PEFP$	$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
Cargo por potencia activa de generación en horas punta	$PPMT \times PP \times FCPPMT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta	$VMTTP \times FCPPMT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta	$VMTFP \times FCPPMT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
Cargo por energía reactiva	CER	$\left[\frac{S/.}{kVAR.h} \right]$

Fuente: elaboración propia.

Como se ha podido apreciar, esta opción tarifaria considera precios diferenciados para la facturación de la energía activa según si el consumo se realiza en horas punta o fuera de punta. La remuneración por energía activa en horas fuera de punta se calcula de la siguiente manera:

$$REA_{FP} = EA_{FP} \times CEA_{FP} \quad (2.1)$$

Donde:

REA_{FP} : Remuneración por energía activa en horas fuera de punta [S/.].

EA_{FP} : Energía activa facturada en horas fuera de punta [kW.h].

CEA_{FP} : Cargo por energía activa en horas fuera de punta $\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$.

La facturación de energía activa en horas punta no considera los días domingos, días feriados nacionales del calendario regular anual y, en el caso que el equipo de medición lo permita, los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. La remuneración por energía activa en horas punta se calcula de la siguiente manera:

$$REA_{PP} = EA_{PP} \times CEA_{PP} \quad (2.2)$$

Donde:

REA_{PP} : Remuneración por energía activa en horas punta [$S/.$].
 EA_{PP} : Energía activa facturada en horas punta [$kW.h$].
 CEA_{PP} : Cargo por energía activa en horas punta [$\frac{S/}{kW.h}$].

La potencia activa de generación en horas punta corresponde a la máxima potencia activa (demanda máxima) registrada durante el mes o periodo de medición. Así, la remuneración de la potencia activa de generación en horas punta resulta del producto de la potencia activa facturada por el cargo por potencia activa de generación en horas punta.

$$RPAG_{PP} = PA_{PP} \times CPAG_{PP} \quad (2.3)$$

Donde:

$RPAG_{PP}$: Remuneración de la potencia activa de generación [$S/.$].
 PA_{PP} : Demanda máxima en horas punta [$kW - mes$].
 $CPAG_{PP}$: Cargo por potencia activa de generación en horas punta [$\frac{S/}{kW-mes}$].

La remuneración por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta se determina mediante el producto de la potencia activa en horas punta (que resulta de promediar las dos mayores demandas máximas en horas punta de los últimos 6 meses facturados) por el cargo de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta.

$$RPAUR_{PP} = PAP_{PP} \times CPAUR_{PP} \quad (2.4)$$

Donde:

$RPAUR_{PP}$: Remuneración por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta [$S/.$].
 PAP_{PP} : Promedio de las dos mayores demandas máximas en horas punta en los últimos 6 meses facturados [$kW - mes$].
 $CPAUR_{PP}$: Cargo de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta [$\frac{S/}{kW-mes}$].

Para determinar la remuneración por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta, se calcula el exceso de potencia activa en horas fuera de punta (diferencia entre los promedios de las dos mayores demandas máximas en horas fuera de punta y en horas punta en los últimos 6 meses facturados) y se multiplica por el cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta. El exceso resultante se aplica cuando el resultado es positivo.

$$REPAUR_{FP} = EPA_{FP} \times CEPAUR_{FP} \quad (2.5)$$

Donde:

- $RPAUR_{FP}$: Remuneración por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución [S/].
- EPA_{FP} : Diferencia positiva entre los promedios de las dos mayores demandas máximas en horas fuera de punta y en horas punta en los últimos 6 meses facturados [kW – mes].
- $CEPAUR_{FP}$: Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta $\left[\frac{S/}{kW-mes} \right]$.

El cobro de la energía reactiva se realiza siempre y cuando el consumo sea mayor al 30% de la energía activa total facturada. Si esta condición se llega a cumplir, la facturación solo se aplica al exceso de energía reactiva y la remuneración se calcula multiplicando dicho exceso por el cargo por energía reactiva.

$$RER = [ER - 0.3 \times EA] \times CER \quad (2.6)$$

Donde:

- $REER$: Remuneración por energía reactiva [S/].
- ER : Energía reactiva facturada [kVAR.h].
- EA : Energía activa total facturada [kW.h].
- CER : Cargo por energía reactiva $\left[\frac{S/}{kVAR.h} \right]$.

2.2.1.2. Opción tarifaria MT3

El sistema de medición utilizado en esta opción tarifaria corresponde al de medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E1P). Los parámetros a medirse son los siguientes:

- Energía: en punta y fuera de punta.
- Potencia: demanda máxima del mes.
- Energía reactiva.

La modalidad de facturación es la de potencia activa variable. La diferencia de esta opción tarifaria con respecto a la MT2 es la inclusión de un factor denominado Factor de Calificación de Potencia FC , que permite considerar precios diferenciados para la facturación de potencia según si el usuario se encuentra calificado como “presente en punta P ” o “presente en fuera de punta FP ”, es decir, se tomará en cuenta el grado de utilización de la potencia en horas punta o fuera de punta.

Los cargos de facturación se pueden apreciar en la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Cargos facturados en opción tarifaria MT3.

Cargo Fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	CFS	$\left[\frac{S/.}{mes} \right]$
Cargo por energía activa en horas punta	$PEMT \times PEPP$	$\left[\frac{S/.}{kW \cdot h} \right]$
Cargo por energía activa en horas fuera de punta	$PEMT \times PEFP$	$\left[\frac{S/.}{kW \cdot h} \right]$
Cargo por potencia activa de generación	Usuario presente en punta: $PPMT \times PP \times CMTPPG$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
	Usuario presente fuera de punta: $PPMT \times PP \times CMTFPG$	
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución	Usuario presente en punta: $VMTPP \times CMTPPD + (1 - CMTPPD) \times VMTFP \times FCFPMT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
	Usuario presente fuera de punta: $VMTPP \times CMTFPD + (1 - CMTFPD) \times VMTFP \times FCFPMT$	
Cargo por energía reactiva	CER	$\left[\frac{S/.}{kVAR \cdot h} \right]$

Fuente: elaboración propia.

Como se ha podido apreciar, esta opción tarifaria considera precios diferenciados para la facturación de la energía activa según si el consumo se realiza en horas punta o fuera de punta. Para determinar si el usuario está calificado como presente en punta o presente fuera de punta, la empresa distribuidora evalúa el cociente entre la demanda media del mismo en horas punta y la demanda máxima. Si este cociente es mayor o igual a 0.50 (considerándose un redondeo de decimales con una precisión de centésimas), el usuario es calificado como presente en punta; caso contrario, como presente fuera de punta. La demanda media en horas punta es el cociente, a su vez, entre el consumo de energía en horas punta y el número de horas de punta consideradas en la determinación del consumo de energía en horas punta. (Art. 25°, inc. 3 – Osinergmin, 2013)

$$FC = \frac{EHP_{mes}}{DemMax_{mes} \times N^{\circ}HP_{mes}} \quad (2.7)$$

Donde:

- FC : Factor de Calificación de Potencia del mes.
 EHP_{mes} : Energía en horas punta del mes $[kW \cdot h]$.
 $DemMax_{mes}$: Demanda máxima del mes $[kW]$.
 $N^{\circ}HP_{mes}$: Número de horas punta del mes $[h]$.

La calificación se renueva mensualmente, a excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, cuya vigencia de la calificación coincide con la duración del contrato

acordado. Por esta razón, no pueden cambiar de calificación. (Art. 25, inc. 4 – Osinergmin, 2013)

Para determinar la remuneración a pagar por la utilización de energía activa en horas fuera de punta se recurre a la siguiente expresión:

$$REA_{FP} = EA_{FP} \times CEA_{FP} \quad (2.8)$$

Donde:

REA_{FP} : Remuneración por energía activa en horas fuera de punta [$S/.$].

EA_{FP} : Energía activa facturada en horas fuera de punta [$kW.h$].

CEA_{FP} : Cargo por energía activa en horas fuera de punta [$\frac{S/.}{kW.h}$].

En la facturación de energía activa en horas punta se exceptúa los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y, en el caso que el equipo de medición lo permita, los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. Así, la remuneración por energía activa en horas punta se calcula de la siguiente manera:

$$REA_{PP} = EA_{PP} \times CEA_{PP} \quad (2.9)$$

Donde:

REA_{PP} : Remuneración por energía activa en horas punta [$S/.$].

EA_{PP} : Energía activa facturada en horas punta [$kW.h$].

CEA_{PP} : Cargo por energía activa en horas punta [$\frac{S/.}{kW.h}$].

La remuneración de la potencia activa de generación se obtiene multiplicando la potencia activa facturada (demanda máxima activa registrada en el mes) por el cargo mensual por potencia activa de generación. En el caso de los usuarios temporales, dicho resultado se ve afectado por el número de días comprendido en el periodo de facturación dividido entre treinta. (Art. 23°, inc. 5 – Osinergmin, 2013)

$$RPAG = PA \times CPAG \quad (2.10)$$

Donde:

$RPAG$: Remuneración de la potencia activa de generación [$S/.$].

PA : Demanda máxima del mes [$kW - mes$].

$CPAG$: Cargo por potencia activa de generación [$\frac{S/.}{kW-mes}$].

Para la remuneración del uso de las redes de distribución, se multiplica la potencia activa a facturar (promedio de las dos mayores demandas máximas en los últimos 6 meses facturados, incluyendo el mes que se factura) por el cargo mensual por potencia activa por uso de las redes de distribución. Cuando se trate de usuarios temporales con un periodo de facturación menor a un mes, se calcula este monto multiplicando por el cociente del número de días comprendido en el periodo de facturación dividido entre treinta. (Art. 23°, inc. 6 – Osinergmin, 2013)

$$RPAUR = PAP \times CPAUR \quad (2.11)$$

Donde:

RPAUR : Remuneración por potencia activa por uso de las redes de distribución [S/].

PAP : Promedio de las dos mayores demandas máximas en los últimos 6 meses facturados [kW – mes].

CPAUR : Cargo de potencia activa por uso de las redes de distribución $\left[\frac{S/}{kW-mes} \right]$.

El cobro de la energía reactiva se realiza siempre y cuando el consumo sea mayor al 30% de la energía activa total facturada. Si esta condición se llega a cumplir, la facturación solo aplica al exceso de energía reactiva y la remuneración se calcula multiplicando dicho exceso por el cargo por energía reactiva.

$$RER = [ER - 0.3 \times EA] \times CER \quad (2.12)$$

Donde:

REER : Remuneración por energía reactiva [S/].

ER : Energía reactiva facturada [kVAR. h].

EA : Energía activa total facturada [kW. h].

CER : Cargo por energía reactiva $\left[\frac{S/}{kVAR.h} \right]$.

Al ser menores los costos de la energía eléctrica en horas fuera de punta que en horas punta, se puede decir que lo ideal sería que el usuario que ha optado por esta opción tarifaria logre calificar como presente en fuera de punta ($FC < 0.5$). Además, se debe tener en cuenta que el ciclo de facturación es con un mes de atraso.

2.2.1.3. Opción tarifaria MT4

Para esta opción tarifaria, el sistema de medición empleado considera las mediciones de una energía activa y una potencia activa (1E1P). Los parámetros de medición son:

- Energía: total del mes.
- Potencia: demanda máxima del mes.
- Energía reactiva.

La facturación se lleva a cabo mediante la modalidad de potencia activa variable. Asimismo, se considera la calificación del usuario como “presente en punta” o “presente fuera de punta”, según lo explicado en la opción tarifaria anterior.

Los cargos de facturación se muestran en la tabla 2.3.

Tabla 2.3. Cargos facturados en opción tarifaria MT4.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	CFS	$\left[\frac{S/.}{mes} \right]$
Cargo por energía activa	$PEMT \times PE$	$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
Cargo por potencia activa de generación	Usuario presente en punta: $PPMT \times PP \times CMTPPG$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
	Usuario presente en fuera de punta: $PPMT \times PP \times CMTFPG$	
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución	Usuario presente en punta: $VMTPP \times CMTPPD + (1 - CMTPPD) \times VMTFP \times FCFPMT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
	Usuario presente fuera de punta: $VMTPP \times CMTFPD + (1 - CMTFPD) \times VMTFP \times FCFPMT$	
Cargo por energía reactiva	CER	$\left[\frac{S/.}{kVAR.h} \right]$

Fuente: elaboración propia.

Para averiguar si el usuario está calificado como presente en punta o presente fuera de punta, la empresa distribuidora evalúa el cociente entre la demanda media del mismo en horas de punta y la demanda máxima. Si este cociente es mayor o igual a 0.50 (considerándose un redondeo de decimales con una precisión de centésimas), el usuario es calificado como presente en punta; caso contrario, como presente en fuera de punta. La demanda media en horas punta es el cociente, a su vez, entre el consumo de energía en horas punta y el número de horas punta consideradas en la determinación del consumo de energía en horas punta. (Art. 23°, inc. 3 – Osinergmin, 2013)

$$FC = \frac{EHP_{mes}}{DemMax_{mes} \times N^{\circ}HP_{mes}} \quad (2.13)$$

Donde:

- FC : Factor de Calificación de Potencia del mes.
 EHP_{mes} : Energía en horas punta del mes $[kW.h]$.
 $DemMax_{mes}$: Demanda máxima del mes $[kW]$.
 $N^{\circ}HP_{mes}$: Número de horas punta del mes $[h]$.

La calificación se renueva mensualmente, a excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, cuya vigencia de la calificación coincide con la duración del contrato acordado. Por esta razón, no pueden cambiar de calificación. (Art. 23°, inc. 4 – Osinergmin, 2013)

En esta opción tarifaria, para el cálculo de la remuneración por el consumo de energía activa, no aplica el factor de calificación de potencia, por lo que no se diferencian

horas punta de las horas fuera de punta. De esta manera, dicha remuneración se determina como se indica a continuación:

$$REA = EA \times CEA \quad (2.14)$$

Donde:

REA : Remuneración por energía activa [S/].

EA : Energía activa facturada [kW.h].

CEA : Cargo por energía activa $\left[\frac{S/}{kW.h}\right]$.

La remuneración de la potencia activa de generación se obtiene multiplicando la potencia activa facturada (demanda máxima activa registrada en el mes) por el cargo mensual por potencia activa de generación. En el caso de usuarios temporales, dicho resultado se ve afectado por el número de días comprendido en el periodo de facturación dividido entre treinta. (Art. 23°, inc. 5 – Osinergmin, 2013)

$$RPAG = PA \times CPAG \quad (2.15)$$

Donde:

RPAG : Remuneración de la potencia activa de generación [S/].

PA : Demanda máxima del mes [kW – mes].

CPAG : Cargo por potencia activa de generación $\left[\frac{S/}{kW-mes}\right]$.

Para la remuneración del uso de las redes de distribución, se multiplica la potencia activa a facturar (promedio de las dos mayores demandas máximas en los últimos 6 meses facturados, incluyendo el mes que se factura) por el cargo mensual por potencia activa por uso de las redes de distribución. Cuando se trate de usuarios temporales, con un periodo de facturación menor a un mes, se calcula este monto multiplicando por el cociente del número de días comprendido en el periodo de facturación dividido entre treinta (Art. 23°, inc. 6 – Osinergmin, 2013).

$$RPAUR = PAP \times CPAUR \quad (2.16)$$

Donde:

RPAUR : Remuneración por potencia activa por uso de las redes de distribución [S/].

PAP : Promedio de las dos mayores demandas máximas en los últimos 6 meses facturados [kW – mes].

CPAUR : Cargo de potencia activa por uso de las redes de distribución $\left[\frac{S/}{kW-mes}\right]$.

El cobro de la energía reactiva se realiza siempre y cuando el consumo sea mayor al 30% de la energía activa total facturada. Si esta condición se llega a cumplir, la facturación

solo aplica al exceso de energía reactiva y la remuneración se calcula multiplicando dicho exceso por el cargo por energía reactiva.

$$RER = [ER - 0.3 \times EA] \times CER \quad (2.17)$$

Donde:

REER : Remuneración por energía reactiva [S/.].

ER : Energía reactiva facturada [kVAR.h].

EA : Energía activa total facturada [kW.h].

CER : Cargo por energía reactiva $\left[\frac{S/}{kVAR.h}\right]$.

2.2.2. Tarifas en baja tensión

Los usuarios que opten por elegir alguna de las opciones tarifarias que se presentan a continuación, deberán solicitar o ya poseer el suministro eléctrico a un nivel de tensión menor a 1 kV, correspondiente a baja tensión (BT).

Las opciones tarifarias que se detallarán a continuación son: BT2, BT3, BT4, BT5A, BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT6, BT7 y BT8.

Para optar por las opciones tarifarias BT5C-AP en adelante, se requieren condiciones especiales de aplicación, por lo tanto no serán desarrolladas con mucha profundidad en este trabajo.

2.2.2.1. Opción tarifaria BT2

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios con consumos mínimos de demanda en el periodo de horas punta. El sistema de medición utilizado contempla de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P). Los parámetros que se medirán son los siguientes:

- Energía: en punta y fuera de punta.
- Potencia: en punta y fuera de punta.
- Energía reactiva.

Para esta opción tarifaria se aplica la modalidad de facturación de potencia activa variable. En la tabla 2.4 se pueden apreciar los cargos de facturación.

Tabla 2.4. Cargos facturados en opción tarifaria BT2.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	CFH	$\left[\frac{S/.}{mes} \right]$
Cargo por energía activa en horas punta	$PEMT \times PEBT \times PEPP$	$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
Cargo por energía activa en horas fuera de punta	$PEMT \times PEBT \times PEFP$	$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
Cargo por potencia activa de generación en horas punta	$PPMT \times PPBT \times PP \times FCPPBT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta	$(VMTTP \times PPBT + VBTTP) \times FCPPBT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta	$VBTFP \times FCFPBT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
Cargo por energía reactiva	CER	$\left[\frac{S/.}{kVAR.h} \right]$

Fuente: elaboración propia.

Para esta opción tarifaria, la facturación de energía activa en horas punta no considera los días domingos, días feriados nacionales del calendario regular anual y, en el caso que el equipo de medición lo permita, los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.

$$REA_{PP} = EA_{PP} \times CEA_{PP} \quad (2.18)$$

Donde:

REA_{PP} : Remuneración por energía activa en horas punta [S/.].

EA_{PP} : Energía activa facturada en horas punta [kW.h].

CEA_{PP} : Cargo por energía activa en horas punta $\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$.

De igual manera, la remuneración por energía activa en horas fuera de punta viene dada por:

$$REA_{FP} = EA_{FP} \times CEA_{FP} \quad (2.19)$$

Donde:

REA_{FP} : Remuneración por energía activa en horas fuera de punta [S/.].

EA_{FP} : Energía activa facturada en horas fuera de punta [kW.h].

CEA_{FP} : Cargo por energía activa en horas fuera de punta $\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$.

La potencia activa de generación en horas punta corresponde a la máxima potencia activa (demanda máxima) registrada durante el mes o periodo de medición. Así, la

remuneración de la potencia activa de generación en horas punta se halla multiplicando la potencia activa facturada por el cargo por potencia activa de generación en horas punta.

$$RPAG_{PP} = PA_{PP} \times CPAG_{PP} \quad (2.20)$$

Donde:

$RPAG_{PP}$: Remuneración de la potencia activa de generación en horas punta [S/.].

PA_{PP} : Demanda máxima en horas punta [kW – mes].

$CPAG_{PP}$: Cargo por potencia activa de generación en horas punta $\left[\frac{S/.}{kW-mes}\right]$.

La remuneración por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta se determina mediante el producto de una potencia activa en horas punta (que resulta de promediar las dos mayores demandas máximas en horas punta de los últimos 6 meses facturados) por el cargo de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta.

$$RPAUR_{PP} = PAP_{PP} \times CPAUR_{PP} \quad (2.21)$$

Donde:

$RPAUR_{PP}$: Remuneración por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta [S/.].

PAP_{PP} : Promedio de las dos mayores demandas máximas en horas punta en los últimos 6 meses facturados [kW – mes].

$CPAUR_{PP}$: Cargo de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta $\left[\frac{S/.}{kW-mes}\right]$.

Para determinar la remuneración por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta se calcula el exceso de potencia activa en horas fuera de punta (igual a la diferencia entre los promedios de las dos mayores demandas máximas en horas fuera de punta y en horas punta en los últimos 6 meses facturados, incluyendo el mes que se factura) y se multiplica por el cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta. El exceso resultante se aplica cuando el resultado es positivo.

$$REPAUR_{FP} = EPA_{FP} \times CEPAUR_{FP} \quad (2.22)$$

Donde:

$RPAUR_{FP}$: Remuneración por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución [S/.].

EPA_{FP} : Diferencia positiva entre los promedios de las dos mayores demandas máximas en horas fuera de punta y en horas de punta en los últimos 6 meses facturados [kW – mes].

$CEPAUR_{FP}$: Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta $\left[\frac{S/.}{kW-mes}\right]$.

El cobro de la energía reactiva se realiza siempre y cuando el consumo sea mayor al 30% de la energía activa total facturada. Si esta condición se llega a cumplir, la facturación solo aplica al exceso de energía reactiva y la remuneración se calcula multiplicando dicho exceso por el cargo por energía reactiva.

$$RER = [ER - 0.3 \times EA] \times CER \quad (2.23)$$

Donde:

REER : Remuneración por energía reactiva [*S/.*].

ER : Energía reactiva facturada [*kVAR.h*].

EA : Energía activa total facturada [*kW.h*].

CER : Cargo por energía reactiva [$\frac{S/}{kVAR.h}$].

2.2.2.2. Opción tarifaria BT3

Esta opción tarifaria está dirigida a aquellos usuarios cuyos consumos de potencia se da durante las 24 horas del día o a aquellos usuarios cuyo turno de trabajo empieza en horas de la mañana y acaba pasado las 18:00 h. Se emplea el sistema de medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P), siendo los parámetros medidos los siguientes:

- Energía: en punta y fuera de punta.
- Potencia: demanda máxima del mes.
- Energía reactiva.

La facturación se realiza mediante la modalidad de potencia activa variable, y también se considera la diferenciación del costo de potencia según la calificación del usuario “presente en punta” o “presente fuera de punta”. Los cargos de facturación se muestran en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Cargos facturados en opción tarifaria BT3.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	CFS	$\left[\frac{S/.}{mes} \right]$
Cargo por energía activa en horas punta	$PEMT \times PEBT \times PEPP$	$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
Cargo por energía activa en horas fuera de punta	$PEMT \times PEBT \times PEFP$	$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
Cargo por potencia activa de generación	Usuario presente en punta: $PPMT \times PPBT \times PP \times CBTPPG$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
	Usuario presente fuera de punta: $PPMT \times PPBT \times PP \times CBTFPG$	
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución	Usuario presente en punta: $(VMTPP \times PPBT + VBTTP) \times CBTPPD + (1 - CBTPPD) \times VBTFP \times FCFPBT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
	Usuario presente fuera de punta: $(VMTPP \times PPBT + VBTTP) \times CBTFPD + (1 - CBTFPD) \times VBTFP \times FCFPBT$	
Cargo por energía reactiva	CER	$\left[\frac{S/.}{kVAR.h} \right]$

Fuente: elaboración propia.

Esta opción tarifaria considera precios diferenciados para la facturación de la energía activa, según si el consumo se realiza en horas punta o fuera de punta. Para determinar si el usuario está calificado como presente en punta o presente fuera de punta, la empresa distribuidora evalúa el cociente entre la demanda media del mismo en horas punta y la demanda máxima. Si este cociente es mayor o igual a 0.50 (considerándose un redondeo de decimales con una precisión de centésimas), el usuario es calificado como presente en punta; caso contrario, como presente fuera de punta. La demanda media en horas punta es el cociente, a su vez, entre el consumo de energía en horas punta y el número de horas punta consideradas en la determinación del consumo de energía en horas punta. (Art. 25°, inc. 3 – Osinergmin, 2013)

$$FC = \frac{EHP_{mes}}{DemMax_{mes} \times N^{\circ}HP_{mes}} \quad (2.24)$$

Donde:

- FC : Factor de Calificación de Potencia del mes.
 EHP_{mes} : Energía en horas punta del mes [$kW.h$].
 $DemMax_{mes}$: Demanda máxima del mes [kW].
 $N^{\circ}HP_{mes}$: Número de horas punta del mes [h].

La calificación se renueva mensualmente, a excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, cuya vigencia de la calificación coincide con la duración del contrato acordado. Por esta razón, no pueden cambiar de calificación. (Art. 25, inc. 4 – Osinergmin, 2013)

Para determinar la remuneración a pagar por la utilización de energía activa en horas fuera de punta, se recurre a la siguiente expresión:

$$REA_{FP} = EA_{FP} \times CEA_{FP} \quad (2.25)$$

Donde:

REA_{FP} : Remuneración por energía activa en horas fuera de punta [S/.].

EA_{FP} : Energía activa facturada en horas fuera de punta [kW.h].

CEA_{FP} : Cargo por energía activa en horas fuera de punta $\left[\frac{S/.}{kW.h}\right]$.

En la facturación de energía activa en horas punta se exceptúa los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y, en el caso que el equipo de medición lo permita, los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. Así, la remuneración por energía activa en horas punta se calcula de la siguiente manera:

$$REA_{PP} = EA_{PP} \times CEA_{PP} \quad (2.26)$$

Donde:

REA_{PP} : Remuneración por energía activa en horas punta [S/.].

EA_{PP} : Energía activa facturada en horas punta [kW.h].

CEA_{PP} : Cargo por energía activa en horas punta $\left[\frac{S/.}{kW.h}\right]$.

La remuneración de la potencia activa de generación se obtendrá multiplicando la potencia activa facturada, demanda máxima activa registrada en el mes, por el cargo mensual por potencia activa de generación. En el caso de usuarios temporales, dicho resultado se verá afectado por el número de días comprendido en el periodo de facturación dividido entre treinta. (Art. 23°, inc. 5 – Osinergmin, 2013)

$$RPAG = PA \times CPAG \quad (2.27)$$

Donde:

$RPAG$: Remuneración de la potencia activa de generación [S/.].

PA : Demanda máxima del mes [kW – mes].

$CPAG$: Cargo por potencia activa de generación $\left[\frac{S/.}{kW-mes}\right]$.

Para la remuneración del uso de las redes de distribución, se multiplica la potencia activa a facturar (promedio de las dos mayores demandas máximas en los últimos 6 meses facturados, incluyendo el mes que se factura) por el cargo mensual por potencia activa por uso de las redes de distribución. Cuando se trate de usuarios temporales con un periodo de facturación menor a un mes, se calcula este monto multiplicando por el cociente del número de días comprendido en el periodo de facturación dividido entre treinta (Art. 23°, inc. 6 – Osinergmin, 2013).

$$RPAUR = PAP \times CPAUR \quad (2.28)$$

Donde:

RPAUR : Remuneración por potencia activa por uso de las redes de distribución [S/].

PAP : Promedio de las dos mayores demandas máximas en los últimos 6 meses facturados [kW – mes].

CPAUR : Cargo de potencia activa por uso de las redes de distribución $\left[\frac{S/}{kW-mes}\right]$.

El cobro de la energía reactiva se realiza siempre y cuando el consumo sea mayor al 30% de la energía activa total facturada. Si esta condición se llega a cumplir, la facturación solo aplica al exceso de energía reactiva y la remuneración se calcula multiplicando dicho exceso por el cargo por energía reactiva.

$$RER = [ER - 0.3 \times EA] \times CER \quad (2.29)$$

Donde:

REER : Remuneración por energía reactiva [S/].

ER : Energía reactiva facturada [kVAR. h].

EA : Energía activa total facturada [kW. h].

CER : Cargo por energía reactiva $\left[\frac{S/}{kVAR.h}\right]$.

Al ser menores los costos de la energía eléctrica en horas fuera de punta que en horas punta, se puede decir que lo ideal sería que el usuario que ha optado por esta opción tarifaria califique como presente en fuera de punta ($FC < 0.5$). Además, se debe tener en cuenta que el ciclo de facturación es con un mes de atraso.

2.2.2.3. Opción tarifaria BT4

Esta opción tarifaria está dirigida a aquellos usuarios cuyos consumos de energía es preferentemente en el periodo de horas punta. Se utiliza el sistema de medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P), siendo los parámetros medidos:

- Energía: total del mes.
- Potencia: demanda máxima del mes.
- Energía reactiva.

La modalidad de facturación es la de potencia activa variable. Asimismo, se considera la calificación de potencia del usuario “presente en punta” o “presente fuera de punta” para definir el costo de potencia activa. Los cargos a facturarse se encuentran en la tabla 2.6.

Tabla 2.6. Cargos facturados en opción tarifaria BT4.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	CFS	$\left[\frac{S/.}{mes} \right]$
Cargo por energía activa	$PEMT \times PEBT \times PE$	$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
Cargo por potencia activa de generación	Usuario presente en punta: $PPMT \times PPBT \times PP \times CBTPPG$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
	Usuario presente fuera de punta: $PPMT \times PPBT \times PP \times CBTFPG$	
Cargo por potencia activa por so de las redes de distribución	Usuario presente en punta: $(VMTTP \times PPBT + VBTTP) \times CBTPPD + (1 - CBTPPD) \times VBTFP \times FCFPBT$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
	Usuario presente fuera de punta: $(VMTTP \times PPBT + VBTTP) \times CBTFPD + (1 - CBTFPD) \times VBTFP \times FCFPBT$	
Cargo por energía reactiva	CER	$\left[\frac{S/.}{kVAR.h} \right]$

Fuente: elaboración propia.

Para averiguar si el usuario está calificado como presente en punta o presente fuera de punta, la empresa distribuidora evalúa el cociente entre la demanda media del mismo en horas punta y la demanda máxima. Si este cociente es mayor o igual a 0.50 (considerándose un redondeo de decimales con una precisión de centésimas), el usuario será calificado como presente en punta; caso contrario, como presente fuera de punta. La demanda media en horas punta es el cociente, a su vez, entre el consumo de energía en horas punta y el número de horas punta consideradas en la determinación del consumo de energía en horas punta. (Art. 25°, inc. 3 – Osinergmin, 2013)

$$FC = \frac{EHP_{mes}}{DemMax_{mes} \times N^{\circ}HP_{mes}} \quad (2.30)$$

Donde:

- FC : Factor de Calificación de Potencia del mes.
 EHP_{mes} : Energía en horas punta del mes $[kW.h]$.
 $DemMax_{mes}$: Demanda máxima del mes $[kW]$.
 $N^{\circ}HP_{mes}$: Número de horas punta del mes $[h]$.

La calificación se renueva mensualmente, a excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, cuya vigencia de la calificación coincide con la duración del contrato acordado. Por esta razón, no pueden cambiar de calificación. (Art. 25, inc. 4 – Osinergmin, 2013)

En esta opción tarifaria, para el cálculo de la remuneración por el consumo de energía activa, no aplica el factor de calificación de potencia, por lo que no se diferencian horas punta de las horas fuera de punta. De esta manera, dicha remuneración se determina como se indica a continuación:

$$REA = EA \times CEA \quad (2.31)$$

Donde:

REA : Remuneración por energía activa [S/].

EA : Energía activa facturada [kW.h].

CEA : Cargo por energía activa $\left[\frac{S/}{kW.h}\right]$.

La remuneración de la potencia activa de generación se obtiene multiplicando la potencia activa facturada (demanda máxima activa registrada en el mes) por el cargo mensual por potencia activa de generación. En el caso de usuarios temporales, dicho resultado se ve afectado por el número de días comprendido en el periodo de facturación dividido entre treinta. (Art. 23°, inc. 5 – Osinergmin, 2013)

$$RPAG = PA \times CPAG \quad (2.32)$$

Donde:

RPAG : Remuneración de la potencia activa de generación [S/].

PA : Demanda máxima del mes [kW – mes].

CPAG : Cargo por potencia activa de generación $\left[\frac{S/}{kW-mes}\right]$.

Para la remuneración del uso de las redes de distribución, se multiplica la potencia activa a facturar (promedio de las dos mayores demandas máximas en los últimos 6 meses facturados, incluyendo el mes que se factura) por el cargo mensual por potencia activa por uso de las redes de distribución. Cuando se trate de usuarios temporales, con un periodo de facturación menor a un mes, se calcula este monto multiplicando por el cociente del número de días comprendido en el periodo de facturación dividido entre treinta. (Art. 23°, inc. 6 – Osinergmin, 2013)

$$RPAUR = PAP \times CPAUR \quad (2.33)$$

Donde:

RPAUR : Remuneración por potencia activa por uso de las redes de distribución [S/].

PAP : Promedio de las dos mayores demandas máximas en los últimos 6 meses facturados [kW – mes].

CPAUR : Cargo de potencia activa por uso de las redes de distribución $\left[\frac{S/}{kW-mes}\right]$.

El cobro de la energía reactiva se realiza siempre y cuando el consumo sea mayor al 30% de la energía activa total facturada. Si esta condición se llega a cumplir, la facturación solo aplica al exceso de energía reactiva y la remuneración se calcula multiplicando dicho exceso por el cargo por energía reactiva.

$$RER = [ER - 0.3 \times EA] \times CER \quad (2.34)$$

Donde:

REER : Remuneración por energía reactiva [*S/.*].

ER : Energía reactiva facturada [*kVAR.h*].

EA : Energía activa total facturada [*kW.h*].

CER : Cargo por energía reactiva [$\frac{S/}{kVAR.h}$].

2.2.2.4. Opción tarifaria BT5A

La tarifa BT5A es ideal para pequeñas y medianas industrias, así como para locales comerciales. Se emplea el sistema de medición de dos energías activas (2E). Por tanto, los parámetros medidos son:

- Energía: en punta y fuera de punta.

Los usuarios que deseen optar por esta opción tarifaria deben cumplir los siguientes requisitos (Art. 24°, inc. 1 – Osinergmin, 2013):

- La alimentación del servicio eléctrico debe darse en baja tensión (BT).
- La demanda máxima mensual no debe ser mayor a 20 kW en horas punta y fuera de punta (en ambos horarios a la vez), o no mayor a 20 kW en horas punta y a 50 kW en horas fuera de punta. Para cada uno de estos casos, los cargos tarifarios son distintos.

En la tabla 2.7 se muestran los cargos de facturación para la tarifa BT5A.

Tabla 2.7. Cargos facturados en opción tarifaria BT5A.

Cargo fijo	Cálculo		Unidades
Cargo fijo mensual	CFS		$\left[\frac{S/.}{mes} \right]$
Cargo por energía activa en horas punta	Usuario con potencia conectada o demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta: $PEMT \times PEBT \times PEPP + (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTPPA$		$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
	Usuario con potencia conectada o demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta: $PEMT \times PEBT \times PEPP + (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTPPB$		
Cargo por energía activa en horas fuera de punta	$PEMT \times PEBT \times PEFP$		$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta	No se cuenta con sistema de medición en HP y HFP (El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo). Cálculo: $VBTPP \times kW_{Ex}$	Usuario con potencia conectada o demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta: $kW_{Ex} = \frac{EFP}{NHUBTFPA} - \frac{EPP}{NHUBTPPA}$	$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$
		Usuario con potencia conectada o demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta: $kW_{Ex} = \frac{EFP}{NHUBTFPB} - \frac{EPP}{NHUBTPPB}$	
	Se cuenta con sistema de medición en HP y HFP. (El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo). Cálculo: $VBTPP \times kW_{Ex}$	$kW_{ExHFP} = \left(\frac{Potencia}{HFP} \right) - \frac{(Energía)}{\# HP_{mes}}$	
Cargo por exceso de potencia en horas punta	$VBTPP \times kW_{Ex}$ Donde: $kW_{Exceso HP} = [kW_{HP registrado} - 20]$ (El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo).		$\left[\frac{S/.}{kW - mes} \right]$

Fuente: elaboración propia.

Para esta opción tarifaria, la facturación de energía activa en horas punta no considera los días domingos, días feriados nacionales del calendario regular anual y, en el caso que el equipo de medición lo permita, los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles.

$$REA_{PP} = EA_{PP} \times CEA_{PP} \quad (2.35)$$

Donde:

REA_{PP} : Remuneración por energía activa en horas punta [S/.].

EA_{PP} : Energía activa facturada en horas punta [kW.h].

CEA_{PP} : Cargo por energía activa en horas punta $\left[\frac{S/}{kW.h}\right]$.

De igual manera, la remuneración por energía activa en horas fuera de punta viene dada por:

$$REA_{FP} = EA_{FP} \times CEA_{FP} \quad (2.36)$$

Donde:

REA_{FP} : Remuneración por energía activa en horas fuera de punta [S/.].

EA_{FP} : Energía activa facturada en horas fuera de punta [kW.h].

CEA_{FP} : Cargo por energía activa en horas fuera de punta $\left[\frac{S/}{kW.h}\right]$.

El exceso de potencia en horas fuera de punta se calcula de la siguiente manera (este exceso solo se aplica cuando el resultado es positivo):

$$REP_{FP} = \left\{ \begin{array}{l} \text{Sin medición} \\ \text{Con medición} \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} kW_{Ex1} = \frac{EFP}{NHUBTFPA} - \frac{EPP}{NHUBTPPA} \\ kW_{Ex2} = \frac{EFP}{NHUBTFPB} - \frac{EPP}{NHUBTPPB} \\ kW_{Ex3} = PA_{FP} - \frac{EPP}{NHP} \end{array} \right\} \times CEP_{FP} \quad (2.37)$$

Donde:

kW_{Ex1} : Exceso de potencia que no se cuenta con sistema de medición en HP y HFP para usuario con potencia conectada o demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta [kW].

kW_{Ex2} : Exceso de potencia que no se cuenta con sistema de medición en HP y HFP para usuario con potencia conectada o demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta [kW].

kW_{Ex3} : Exceso de potencia que sí cuenta con sistema de medición en HP y HFP [kW].

EPP : Energía en horas punta del mes [kW.h].

- EFP : Energía en horas fuera de punta del mes [$kW \cdot h$].
 NHP : Número de horas de punta del mes [h].
 $PAFP$: Potencia activa en horas fuera de punta [kW].
 REP_{FP} : Remuneración por exceso de potencia en horas fuera de punta [$S/.$].
 CEP_{FP} : Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta $\left[\frac{S/.}{kW-mes} \right]$.

Adicionalmente, para los casos de vulneración de las condiciones de aplicación de esta opción tarifaria, el exceso de potencia para las horas punta se determina del siguiente modo:

$$REP_{PP} = [PA_{PP} - 20] \times CEP_{PP} \quad (2.38)$$

Donde:

- REP_{PP} : Remuneración por exceso de potencia en horas punta [$S/.$].
 PA_{PP} : Potencia activa en horas punta [$kW - mes$].
 CEP_{PP} : Cargo por exceso de potencia en horas punta $\left[\frac{S/.}{kW-mes} \right]$.

2.2.2.5. Opción tarifaria BT5B

Los usuarios que deseen optar por esta opción tarifaria deben cumplir los siguientes requisitos: (Art. 25°, inc. 1 – Osinergmin, 2013)

- La alimentación debe darse en baja tensión (BT).
- La demanda máxima mensual no deberá ser mayor a 20 kW en horas punta y fuera de punta (en ambos horarios a la vez), o no mayor a 20 kW en horas punta y a 50 kW en horas fuera de punta.

En esta tarifa se utiliza el sistema de medición de una energía activa (1E), en la cual se realiza la medición del parámetro:

- Energía: total del mes.

Los cargos a facturarse se muestran en la tabla 2.8.

Tabla 2.8. Cargos facturados en opción tarifaria BT5B.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	CFE	$\left[\frac{S/.}{mes} \right]$
Cargo por energía activa	$PEMT \times PEBT \times PE + (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTTPP) / NHUBT$	$\left[\frac{S/.}{kW \cdot h} \right]$

Fuente: elaboración propia.

Para la facturación del consumo de la energía activa, se toma el consumo registrado del mes y se multiplica por el respectivo precio unitario. De esta manera, dicha remuneración se determina como se indica a continuación:

$$REA = EA \times CEA \quad (2.39)$$

Donde:

REA : Remuneración por energía activa [S/.].

EA : Energía activa facturada [kW.h].

CEA : Cargo por energía activa $\left[\frac{S/.}{kW.h}\right]$.

Esta opción tarifaria contempla dos modalidades de utilización: 1) no residencial, la cual es apropiada para negocios o comercios, y 2) residencial, para viviendas de distintos tipos.

La modalidad residencial, a su vez, presenta distintos precios según sea el consumo menor o igual a 30 kW.h, entre 31 y 100 kW.h y mayor a 100 kW.h por mes. En el intervalo entre 31 y 100 kW.h se ha añadido un cargo adicional por exceso de energía activa, el cual se aplica a la energía una vez superado el límite de 30 kW.h.

2.2.2.6. Opción tarifaria BT5C-AP

Esta opción corresponde al servicio de Alumbrado Público, cumpliendo con lo dispuesto en el artículo 184° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Por tal motivo, está orientada principalmente a los consumos de iluminación especial de parques, jardines, plazas y demás instalaciones de alumbrado adicional a cargo de las municipalidades.

Cuando se trata del alumbrado público perteneciente a los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), la facturación del alumbrado público se realiza en base a un consumo teórico, el mismo que se determina multiplicando la potencia instalada de la lámpara y la potencia de los accesorios de encendido, por 360 horas/mes (horas de funcionamiento media mensual), y por el cargo de energía activa de esta opción tarifaria.

Los SER son aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, como localidades aisladas en la frontera del país, y de preferente interés social, que califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas. (Art. 3°, Ley General de Electrificación Rural, 2006)

Se utiliza el sistema de medición de una energía activa (1E), siendo el parámetro a medir el siguiente:

- Energía: total del mes.

En la tabla 2.9 se pueden apreciar los cargos de facturación.

Tabla 2.9. Cargos facturados en opción tarifaria BT5C-AP.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	$CFEAP$	$\left[\frac{S/.}{mes}\right]$
Cargo por energía activa	$PEMT \times PEBT \times PE + (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTTPP)/NHUBTAP$	$\left[\frac{S/.}{kW.h}\right]$

Fuente: elaboración propia.

Para la facturación del consumo de la energía activa, se toma el consumo registrado del mes y se multiplica por el respectivo precio unitario. De esta manera, dicha remuneración se determina como se indica a continuación:

$$REA = EA \times CEA \quad (2.40)$$

Donde:

REA : Remuneración por energía activa [S/.].

EA : Energía activa facturada [kW.h].

CEA : Cargo por energía activa $\left[\frac{S/.}{kW.h}\right]$.

2.2.2.7. Opción tarifaria BT5D

Solo podrán escoger esta opción tarifaria los usuarios que se ubiquen en zonas habitadas que no cuenten con la habilitación urbana correspondiente, que se encuentren alimentados directamente en bloque desde los bornes de salida de baja tensión de los transformadores de distribución MT/BT y cuya medición se efectúa en forma colectiva desde este punto de conexión (Art. 85°, Ley de Concesiones Eléctricas). No pueden escoger esta opción tarifaria los usuarios provisionales conectados a una derivación de la red de baja tensión. En este caso, se recomienda la opción tarifaria BT5B.

En la opción tarifaria BT5D se emplea el sistema de medición de una energía activa (1E). El parámetro medido es:

- Energía: total del mes.

Los cargos que se facturan según la tabla 2.10.

Tabla 2.10. Cargos facturados en opción tarifaria BT5D.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	CFE	$\left[\frac{S/.}{mes}\right]$
Cargo por energía activa	$PEMT \times PESED \times PE + (PPMT \times PPSED \times PP + VMTTPP \times PPSED + VSEDPP)/NHUBT$	$\left[\frac{S/.}{kW.h}\right]$

Fuente: elaboración propia.

La remuneración por el consumo de energía activa se calcula de la siguiente manera:

$$REA = EA \times CEA \quad (2.41)$$

Donde:

- REA : Remuneración por energía activa [S/].
 EA : Energía activa facturada [kW.h].
 CEA : Cargo por energía activa $\left[\frac{S/}{kW.h}\right]$.

2.2.2.8. Opción tarifaria BT5E

Los usuarios que deseen optar por esta opción tarifaria deben cumplir los siguientes requisitos: (Art. 25°, inc. 4 – Osinergmin, 2013)

- La alimentación debe darse en baja tensión (BT).
- Los usuarios deben poseer un equipo de medición con las características especiales requeridas por la medición centralizada (R.M. N° 137-2009-MEM/DM).
- La demanda máxima mensual no debe ser mayor a 20 kW en horas punta y fuera de punta (en ambos horarios a la vez), o no mayor a 20 kW en horas punta y a 50 kW en horas fuera de punta.

En la tarifa BT5E se recurre al sistema de medición de una energía activa (1E). El parámetro a medirse es:

- Energía: total del mes.

Los cargos de facturación se encuentran en la tabla 2.11.

Tabla 2.11. Cargos facturados en opción tarifaria BT5E.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	$CFHCO$	$\left[\frac{S/}{mes}\right]$
Cargo por energía activa	$PEMT \times PEBTCO \times PE + (PPMT \times PPBTCO \times PP + VMTTPP \times PPBTCO + VBTPP)/NHUBT$	$\left[\frac{S/}{kW.h}\right]$

Fuente: elaboración propia.

La remuneración por el consumo de energía activa se calcula de la siguiente manera:

$$REA = EA \times CEA \quad (2.42)$$

Donde:

- REA : Remuneración por energía activa [S/].

EA : Energía activa facturada [$kW \cdot h$].
 CEA : Cargo por energía activa $\left[\frac{\$/}{kW \cdot h}\right]$.

2.2.2.9. Opción tarifaria BT6

Los usuarios que deseen optar por esta opción tarifaria deben cumplir los siguientes requisitos: (Art. 25°, inc. 4 – Osinergmin, 2013)

- La alimentación debe darse en baja tensión (BT).
- Alta participación en horas punta o con demanda de potencia y consumo predecible, tales como avisos luminosos, cabinas telefónicas, o similares.
- No aplica a uso residencial.
- La demanda máxima mensual no debe superar los 20 kW.

Para garantizar que la demanda no exceda el límite de la potencia contratada, la empresa distribuidora puede solicitar al usuario que instale un limitador de potencia o un limitador de corriente equivalente.

La medición se lleva a cabo mediante el sistema de medición de una potencia activa (1P). El parámetro medido es el siguiente:

- Potencia: demanda máxima del mes.

Los cargos de facturación se muestran en la tabla 2.12.

Tabla 2.12. Cargos facturados en opción tarifaria BT6.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	CFE	$\left[\frac{\$/}{mes}\right]$
Cargo por energía activa	$PEMT \times PEBT \times PE \times NHUBT + PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTTPP$	$\left[\frac{\$/}{kW \cdot h}\right]$

Fuente: elaboración propia.

Para determinar si un usuario tiene alta participación en horas punta, se realiza el cociente entre la demanda media del mismo en horas punta (que a su vez resulta del cociente entre el consumo de energía en horas punta y el número de horas punta considerado) y la demanda máxima. Considerando el redondeo de decimales con una precisión de centésimas, si este cociente es mayor o igual a 0.50, el usuario tiene una alta participación en horas punta.

2.2.2.10. Opción tarifaria BT7

Esta tarifa corresponde al Servicio Prepago de energía eléctrica. Los usuarios que deseen optar por esta opción tarifaria deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Poseer un equipo de medición con las características especiales requeridas por el servicio prepago.
- La demanda máxima no debe superar los 20 kW.
- La empresa distribuidora debe dar el visto bueno a la instalación (tanto al interior como a las conexiones a realizarse para brindar el servicio).

Se emplea el sistema de medición de una energía activa (1E), siendo el parámetro medido el siguiente:

- Energía: total del mes.

Los cargos de facturación se encuentran en la tabla 2.13.

Tabla 2.13. Cargos facturados en opción tarifaria BT7.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo fijo mensual	$CCSP$	$\left[\frac{S/.}{mes} \right]$
Cargo por energía activa $= X + Y + Z$	$X = PEMT \times PEBT \times PE \times DPA$	$\left[\frac{S/.}{kW.h} \right]$
	$Y = (PPMT \times PPBT \times PP \times DPA) / NHUBTPRE$	
	$Z = \{VMTPP \times [1 - (ICMT)/100] \times PPBT + VBTTPP \times [1 - (ICBT)/100]\} \times DPA / NHUBTPRE$	

Fuente: elaboración propia.

Bajo ninguna circunstancia puede ocurrir que el usuario pague más eligiendo esta opción de servicio prepago que con cualquier otra opción tarifaria postpago.

La remuneración de la energía adquirida por el usuario prepago se calculará según la siguiente expresión:

$$EA = \frac{S_U}{CEA \times \left(1 + \frac{IGV}{100}\right)} \quad (2.43)$$

Donde:

- EA : Es la energía activa adquirida por el usuario en forma anticipada [kWh].
- CEA : Cargo por energía activa $\left[\frac{S/.}{kWh} \right]$.
- IGV : Tasa del Impuesto General a las Ventas aplicable al suministro eléctrico [%].
- S_U : Saldo de dinero con el que el usuario dispone [$S/.$].

Se debe tener en cuenta que el cargo comercial del servicio prepago de electricidad se factura mensualmente y solo se cobra en la primera compra del mes, con independencia de otros cargos tarifarios. Cuando el usuario no compre energía durante periodos mayores a un mes, el importe por el cargo comercial del servicio prepago se acumula y es deducido de la siguiente compra de energía. (Art. 29° – Osinergmin, 2013)

2.2.2.11. Opción tarifaria BT8

La opción tarifaria BT8 está diseñada para la facturación del servicio eléctrico de los suministros rurales con celdas fotovoltaicas.

Para optar por esta opción tarifaria, los usuarios deben formar parte del servicio eléctrico que se encuentre ubicado en los SER establecidos según la LGER y alimentados mediante sistemas fotovoltaicos. El suministro eléctrico puede efectuarse en 12 Vcc o en 220 Vac. (Art. 31°, inc. 1 y 2 – Osinergmin, 2013)

El cargo facturado se muestra en la tabla 2.14.

Tabla 2.14. Cargos facturados en opción tarifaria BT8.

Cargo fijo	Cálculo	Unidades
Cargo mensual de energía equivalente	Ubicadas en zonas “z”, rango de consumo “r” y sistema corriente continua (CC): <i>CCSFZCC</i>	$\left[\frac{S/.}{kW \cdot h} \right]$
	Ubicadas en zonas “z”, rango de consumo “r” y sistema corriente alterna (CA): <i>CCSFZCA</i>	

Fuente: elaboración propia.

2.3. Consideraciones generales

Los usuarios pueden elegir libremente cualquiera de las siguientes opciones tarifarias: BT2, BT3, BT4, BT5A y BT5B, mientras que las restantes requieren de condiciones especiales de aplicación, independientemente de su potencia conectada y con las limitaciones establecidas en cada una de ellas. La opción tarifaria elegida debe ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica. (Art. 7° – Osinergmin, 2013)

La opción tarifaria elegida por el usuario tiene una vigencia mínima de un año, a excepción de los usuarios temporales, quienes acuerdan con la empresa distribuidora el plazo de vigencia del servicio. Vencido el plazo de vigencia, si no existiera solicitud de cambio por parte del usuario, la opción tarifaria, las potencias contratadas y la modalidad de facturación de potencia activa se renuevan automáticamente por periodos anuales. (Art. 8° – Osinergmin, 2013)

El usuario, a excepción de los usuarios temporales, puede cambiar de opción tarifaria solo una vez durante el periodo de vigencia de dicha opción tarifaria, cumpliendo los requisitos mínimos para la medición del consumo de la nueva opción tarifaria. El cambio de la opción tarifaria durante el periodo anual de contrato no afecta el consumo histórico de la demanda para los efectos de cálculo de la potencia variable por uso de las redes de distribución (Art. 9° – Osinergmin, 2013). Por lo tanto, en un periodo de un año, el usuario solo puede tener como máximo dos opciones tarifarias diferentes.

El cargo fijo mensual resulta ser independiente del consumo puesto que está asociado al costo por lectura del medidor, al procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura. Por tal motivo, siempre es incluido en la factura de cada periodo de facturación, sea o no el consumo nulo. (Art. 10° – Osinergmin, 2013)

La facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución se efectúa según la modalidad de potencia variable, donde la potencia activa a facturar se denomina potencia variable por uso de las redes de distribución, y se factura incluso si el consumo de energía es nulo. Esta se determina como el promedio de las dos mayores demandas máximas del usuario en los últimos 6 meses, incluido el mes que se factura. Para aquellos usuarios con historial menor a este periodo, se emplea el mes o los meses disponibles. (Art. 13° – Osinergmin, 2013)

Para las tarifas BT5A en adelante, si el exceso de potencia supera el límite establecido durante más de dos meses consecutivos o dos alternados en un periodo de 6 meses, la empresa distribuidora informa esta situación al usuario en la facturación siguiente. Además, propone una opción tarifaria distinta a la anterior (determinada por las características del consumo), dando un plazo de dos meses para que el usuario autorice la modificación o confirmación de la opción tarifaria. Efectuada dicha comunicación, y a falta de elección por parte del usuario, procede a la migración a la nueva opción tarifaria propuesta por la distribuidora, en caso los excesos de potencia continúen superando el límite establecido anteriormente (siempre y cuando el contrato lo estipule). Esta reclasificación se mantendrá vigente por un periodo de doce meses. Transcurrido este periodo, el usuario puede solicitar a la distribuidora la opción tarifaria que estime pertinente.

2.4. Selección de la tarifa adecuada

Siguiendo las recomendaciones dadas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria en su guía “Aplicación de las opciones tarifarias para la selección de una tarifa adecuada”, se pueden destacar los puntos que se detallan a continuación para la selección de la opción tarifaria más conveniente. (GART, 2012)

Es necesario conocer el perfil de carga de la instalación con la finalidad de analizar el comportamiento de la demanda, para determinar si la potencia de generación (demanda máxima) que factura la empresa distribuidora corresponde a un pico y evaluar si este puede controlarse.

Considerando solo las tarifas en baja tensión, si la máxima demanda leída en horas fuera de punta es mayor a 50 kW o es mayor a 20 kW en horas punta y fuera de punta, se debe analizar solo las opciones tarifarias BT2, BT3 y BT4. En cambio, si la máxima

demanda en horas fuera de punta es menor a 50 kW y en horas punta es menor a 20 kW, se debe analizar solo las opciones tarifarias BT5A y BT5B.

Para los usuarios que se encuentran en la opción tarifaria BT5B y requieran realizar una evaluación tarifaria, necesitan conocer el consumo de demanda y energía en horas fuera de punta y horas punta, dado que en esta opción solo se muestra el consumo de energía del mes. Se recomienda realizar un registro de potencia y energía para determinar los consumos en horas punta y fuera de punta. Este registro deberá ser realizado por un profesional o técnico calificado con los equipos adecuados.

La calificación en presente en punta o en fuera de punta solo se considera para usuarios cuyos suministros se encuentren en las opciones tarifarias MT3, MT4, BT3 y BT4.

El costo de la potencia de distribución para un usuario calificado como presente en punta es mayor respecto al costo de la potencia de distribución de un usuario calificado como presente en fuera de punta. Para calificar en fuera de punta, se debe reducir el consumo de energía activa en el periodo de horas punta.

Para los usuarios en baja tensión con demanda mayor a 90 kW, deben evaluar la conveniencia de comprar potencia y energía en media tensión.

Para la elección de la tarifa adecuada en baja tensión, Osinergmin presenta en la guía anteriormente citada algunos aspectos importantes a tener en cuenta, según se muestra en la tabla 2.15.

Tabla 2.15. Recomendaciones para elección de opción tarifaria en baja tensión.

Opción tarifaria	Características de consumo	Observación	Recomendaciones
BT2	Para usuarios con consumo mínimo de potencia en horas punta.	La facturación de potencia está en función a la máxima demanda leída en horas punta.	Tarifa para usuarios con demanda mayor a 50 kW en horas fuera de punta.
BT3	Para usuarios con consumo de potencia similar en horas punta y fuera de punta.	La facturación de potencia está en función de la máxima demanda leída del mes.	Tarifa para usuarios con demanda mayor a 20 kW en horas punta y fuera de punta.
BT4			
BT5A	Usuarios con demanda menores a 50 kW en horas fuera de punta y menores de 20 kW en horas punta.	Facturan por consumo de energía en horas punta y fuera de punta, y exceso de potencia en horas fuera de punta.	Tarifa para usuarios de pequeños negocios que operen en un solo turno (carpintería, maestranzas, pequeña industria, etc.).
BT5B	Usuarios con demanda menores a 50 kW en horas fuera de punta y menores de 20 kW en horas punta.	Solo facturan por consumo de energía activa.	Tarifa para usuarios residenciales.

Fuente: GART (2012).

Capítulo 3

Desarrollo de la aplicación

3.1. Introducción

En el presente capítulo se describen los criterios tomados en cuenta para la elaboración de la GUI “Tarifa Óptima”, tanto la parte gráfica como el código fuente. Para ello, se hace una breve descripción de la herramienta GUIDE para diseñar Interfaces Gráficas de Usuario en MATLAB, con la cual se desarrolló la aplicación de este trabajo. Asimismo, se presenta el software MATLAB con sus principales ventajas y potencialidades, decisivas en su elección.

3.2. Descripción del software MATLAB¹

Según MathWorks (2012), líder en desarrollo de software de cálculo matemático para ingenieros y científicos, MATLAB es un lenguaje de alto nivel y un entorno interactivo para el cálculo numérico, la visualización y la programación. Es posible analizar datos, desarrollar algoritmos y crear modelos o aplicaciones. El lenguaje, las herramientas y las funciones matemáticas incorporadas permiten explorar diversos enfoques y llegar a una solución sin recurrir a hojas de cálculo o lenguajes de programación tradicionales, como pueden ser C/C++ o Java.

Este software se puede utilizar en una gran variedad de aplicaciones, tales como procesamiento de señales y comunicaciones, procesamiento de imagen y vídeo, sistemas de control, pruebas y medidas, finanzas computacionales y biología computacional.

3.2.1. Características principales

Se pueden mencionar las siguientes características principales del software MATLAB:

¹ Basado en: http://www.mathworks.es/products/matlab/index.html?s_tid=gn_loc_drop, consultada el 15 de agosto de 2014.

- Es un lenguaje de alto nivel para el cálculo numérico, la visualización y el desarrollo de aplicaciones.
- Presenta un entorno interactivo para la iterativa exploración, el diseño y la solución de problemas.
- Tiene incorporado funciones matemáticas para álgebra lineal, estadística, análisis de Fourier, filtrado, optimización, integración numérica y resolución de ecuaciones diferenciales ordinarias.
- Permite generar gráficos integrados para visualizar datos y herramientas para crear gráficos personalizados.
- Posee herramientas de desarrollo para mejorar la calidad y el mantenimiento del código, así como para maximizar el rendimiento.
- Presenta herramientas para crear aplicaciones con interfaces gráficas personalizadas.
- Incluye funciones para integrar algoritmos basados en MATLAB con aplicaciones y lenguajes externos tales como C, Java, .NET y Microsoft Excel.

3.2.2. Cálculo numérico

MATLAB proporciona una serie de métodos de cálculo numérico para analizar datos, desarrollar algoritmos y crear modelos. Su lenguaje de programación incluye funciones matemáticas que permiten las operaciones científicas y de ingeniería habituales. Las funciones matemáticas principales utilizan librerías optimizadas por procesador a fin de permitir una ejecución rápida de los cálculos de vectores y matrices.

Entre los métodos disponibles se encuentran:

- Interpolación y regresión.
- Diferenciación e integración.
- Sistemas lineales de ecuaciones.
- Análisis de Fourier.
- Valores propios y valores singulares.
- Ecuaciones diferenciales ordinarias (EDO).
- Matrices dispersas.

3.2.3. Programación y desarrollo de algoritmos

MATLAB presenta un lenguaje de alto nivel y herramientas de desarrollo que permiten desarrollar y analizar algoritmos y aplicaciones con rapidez. Su lenguaje de programación proporciona soporte nativo para las operaciones de vectores y matrices que resultan fundamentales a fin de resolver problemas de ingeniería y ciencia, lo que permite un rápido desarrollo y ejecución.

También se pueden escribir programas y desarrollar algoritmos de manera más rápida que con los lenguajes tradicionales, ya que no es necesario realizar tareas administrativas de bajo nivel tales como declarar variables, especificar tipos de datos y asignar memoria. En muchos casos, el soporte para las operaciones de vectores y matrices

elimina la necesidad de bucles *for*. Como resultado, con frecuencia una línea de código de MATLAB puede reemplazar varias líneas de código en C o C++.

Este software proporciona características de los lenguajes de programación tradicionales, como control de flujo, gestión de errores y programación orientada a objetos. Se pueden utilizar tipos de datos fundamentales o estructuras de datos avanzadas, o bien definir tipos de datos personalizados. Es posible producir resultados inmediatos mediante la ejecución de comandos de forma interactiva uno tras otro. Este enfoque permite explorar con rapidez diversas opciones y llevar a cabo iteraciones hasta alcanzar una solución óptima. Los pasos interactivos se pueden capturar a modo de scripts (ventanas donde se escribe código en MATLAB) y funciones a fin de reutilizar y automatizar el trabajo.

Además, algunos de sus productos complementarios proporcionan algoritmos integrados para el procesamiento de señales y comunicaciones, procesamiento de imagen y vídeo, sistemas de control y muchos otros dominios. Mediante la combinación de estos algoritmos con los del usuario, se pueden crear aplicaciones y programas complejos.

Herramientas de desarrollo

MATLAB incluye una serie de herramientas para desarrollar algoritmos de forma eficiente, entre las que se encuentran:

- Ventana de comandos: permite introducir datos, ejecutar comandos o programas y mostrar los resultados de forma interactiva.
- Editor: ofrece características de edición y depuración, tales como establecer puntos de interrupción y avanzar paso a paso (por líneas de código individuales).
- Analizador de código: comprueba el código automáticamente en busca de problemas y recomienda modificaciones para maximizar el rendimiento y el mantenimiento.
- Profiler: mide el rendimiento de los programas e identifica áreas de código que se pueden modificar para mejorarlas.

Integración con otros lenguajes y aplicaciones

Las aplicaciones se pueden integrar con aplicaciones escritas en otros lenguajes: es posible invocar directamente código escrito en C, C++, Java y .NET. Mediante el motor de librerías, se puede invocar código de MATLAB desde aplicaciones escritas en C, C++ o Fortran.

Rendimiento

Este software emplea librerías optimizadas por procesador para la rápida ejecución de cálculos de matrices y vectores. En el caso de los cálculos escalares multipropósito –operaciones escalares con enteros y punto flotante de 16, 32 y 64 bits–, utiliza tecnología de compilación JIT (*just-in-time*) para proporcionar velocidades de ejecución que rivalizan con las de los lenguajes de programación tradicionales.

3.2.4. Desarrollo y distribución de aplicaciones

Algunas herramientas y productos complementarios proporcionan una serie de opciones para desarrollar y distribuir aplicaciones. Es posible compartir algoritmos y aplicaciones individuales con otros usuarios o distribuirlos libremente entre otras personas que no disponen de este software.

Diseño de Interfaces Gráficas de Usuario (GUI)

Mediante GUIDE (entorno de desarrollo de interfaces gráficas de usuario), es posible crear, diseñar y editar interfaces gráficas de usuario. Se pueden incluir controles habituales como cuadros de lista, menús desplegables y botones, además de gráficos. También es posible crear interfaces gráficas de usuario mediante programación utilizando las funciones de MATLAB.

Distribución de aplicaciones

Para distribuir una aplicación directamente entre otros usuarios de MATLAB, se puede empaquetar a modo de aplicación, lo cual genera un archivo único para la distribución. Las aplicaciones se instalan automáticamente en la galería de aplicaciones para que resulte fácil acceder a ellas.

Si desea compartir aplicaciones con personas que no disponen de este software, puede utilizar productos de distribución de aplicaciones. Estos productos complementarios generan, de forma automática, aplicaciones autónomas, librerías compartidas y componentes de software para su integración en entornos de C, C++, Java, .NET y Excel. Los ejecutables y los componentes se pueden distribuir de forma gratuita.

Generación de código C

Este software también puede generar código C independiente a partir del código propio. Admite un subconjunto de su lenguaje de programación, que suelen emplear los ingenieros de diseño, para desarrollar algoritmos a modo de componentes de sistemas más amplios. Este código se puede utilizar para la ejecución autónoma, para la integración con otras aplicaciones de software o como parte de una aplicación embebida.

3.2.5. Análisis y visualización de datos

MATLAB ofrece herramientas para adquirir, analizar y visualizar datos, lo que permite profundizar en los datos en una fracción del tiempo que se tardaría con el uso de hojas de cálculo o lenguajes de programación tradicionales. También es posible documentar y compartir los resultados mediante gráficos e informes, o bien a través de la publicación de código.

Adquisición de datos

Permite acceder a datos de archivos, otras aplicaciones, bases de datos y dispositivos externos. Es posible leer datos con formatos populares como el de Excel, archivos de texto o binarios, archivos de imagen, sonido y vídeo, o archivos científicos tales como netCDF y HDF. Las funciones de E/S de archivos permiten trabajar con archivos de datos de cualquier formato.

También permite adquirir datos desde dispositivos de hardware, como el puerto serie o la tarjeta de sonido del ordenador, o bien recurrir al streaming de los datos dinámicos medidos directamente a MATLAB, para su análisis y visualización. También es posible comunicarse con instrumentos tales como osciloscopios, generadores de funciones y analizadores de señales.

Análisis de datos

Este software permite gestionar, filtrar y pre-procesar los datos. Es posible realizar análisis de datos exploratorios a fin de descubrir tendencias, probar suposiciones y elaborar modelos descriptivos. Proporciona funciones para filtrado y suavizado, interpolación, convolución y transformadas rápidas de Fourier. Los productos complementarios proporcionan capacidades para ajuste de curvas o de superficies, estadística multivariante, análisis espectral, análisis de imágenes, identificación de sistemas y otras tareas de análisis.

Visualización de datos

Como último paso, proporciona funciones integradas para la creación de gráficos en 2-D y 3-D, así como funciones de visualización de volumen. Estas funciones permiten visualizar y comprender los datos, además de comunicar los resultados. Los gráficos se pueden personalizar de forma interactiva o mediante programación. Incluye una galería de gráficos que ofrece ejemplos para mostrar los datos de forma gráfica. En cada ejemplo se puede observar y descargar el código fuente, a fin de emplearse en la aplicación que el usuario esté elaborando.

En cualquier caso, el lenguaje de programación de MATLAB siempre es una magnífica herramienta de alto nivel para desarrollar aplicaciones técnicas, fácil de utilizar y que, como ya se ha mencionado, aumenta significativamente la productividad de los programadores respecto a otros entornos de desarrollo.

3.2.6. Componentes del entorno de trabajo

Entre los componentes orientados a tareas concretas se pueden mencionar los siguientes:

- La ventana de comandos (*Command Window*).
- La ventana histórica de comandos (*Command History*).
- El espacio de trabajo (*Workspace*).
- La plataforma de lanzamiento (*Launch Pad*).

- El directorio actual (*Current Directory*).
- La ventana de ayuda (*Help*).
- El editor de ficheros y depurador de errores (*Editor&Debugger*).
- El editor de vectores y matrices (*Array Editor*).
- La ventana que permite estudiar cómo se emplea el tiempo de ejecución (*Profiler*).

3.3. Interfaces gráficas de usuario (GUI)

3.3.1. Definición

Según Borrero (2011), una interfaz gráfica es el vínculo entre el usuario y un programa computacional (aplicación), constituida generalmente por un conjunto de comandos o menús, instrumentos y métodos por medio de los cuales el usuario se comunica con el programa durante las operaciones que se desean realizar, facilitando la entrada y salida de datos e información.

Ejemplos de interfaces gráficas son las ventanas de Word, Excel, la ventana de MATLAB, etc. Una interfaz gráfica consta de botones, menús, ventanas, entre otros elementos, que permiten utilizar de una manera muy simple, y en ocasiones casi intuitiva, programas realizados en ambientes como Windows y Linux. El nombre en inglés de las interfaces gráficas es *Graphical User Interface* o GUI (interfaces gráficas de usuario o interfaces de usuario).

Existen diferentes lenguajes de programación que permiten crear las GUI, tales como Visual C, Visual Basic y MATLAB, por mencionar algunos. Todos ellos permiten usar diferentes controles y tienen distintas maneras de programarlos.

No obstante, MATLAB permite crear las GUI de una manera sencilla, usando para ello una herramienta llamada GUIDE (*Graphical User Interface Development Environment*). El GUIDE es un conjunto de herramientas diseñadas para crear las GUI de una manera fácil y rápida, prestando ayuda en el diseño y presentación de los controles de la interfaz y reduciendo la labor al grado de seleccionar, arrastrar y personalizar propiedades.

Una vez que los controles están en posición, se editan las funciones de llamada (*callback*) de cada uno de ellos, escribiendo el código en MATLAB que se ejecuta cuando el control es utilizado.

Las GUI permiten un control sencillo de las aplicaciones de software, lo cual elimina la necesidad de aprender un lenguaje y escribir comandos a fin de ejecutar una aplicación (MathWorks, 2012)

El beneficio que proporciona el uso de las GUI es evidente, ya que permiten al usuario ejecutar cómodamente código desarrollado en MATLAB sin necesidad de dominar la incómoda sintaxis funcional, necesaria cuando se trabaja con código. A diferencia de la ejecución de funciones o scripts, la ejecución de las GUI no predetermina el flujo de ejecución del código. Es el usuario, a través de su interacción con la GUI, quien determina el orden en que se ejecutan las diferentes órdenes y funciones desarrolladas. Otra

diferencia importante es que la ejecución no termina cuando finaliza la ejecución del script: la GUI permanece abierta, permitiendo al usuario invocar la ejecución de este u otro código desarrollado. (Borrero, 2011)

El desarrollo de las GUI se realiza en dos etapas:

- Diseño de los componentes (controles, menús y ejes) que formarán la GUI (parte gráfica).
- Codificación de la respuesta de cada uno de los componentes ante la interacción con el usuario (programación).

A esta herramienta se puede acceder de varias formas: la primera de ellas es tecleando *guide* en la ventana de comando; otra manera es a través de la opción *File*, haciendo clic en *New* y por último eligiendo la opción *GUI*. La pantalla, que aparecerá al realizar cualquiera de las dos acciones antes mencionadas se muestra en la figura 3.1.

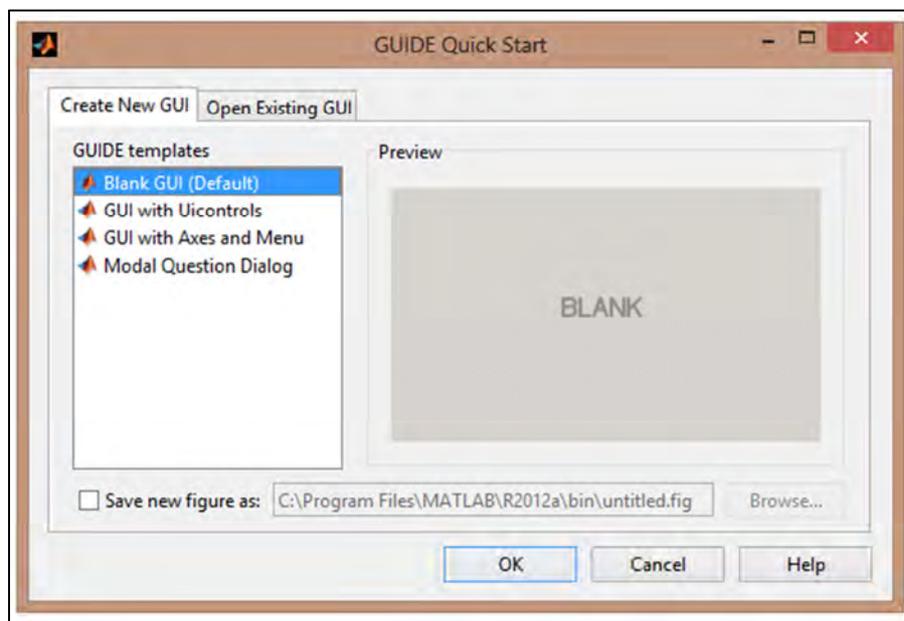


Figura 3.1. Ventana de inicio de GUIDE.

Fuente: elaboración propia.

En dicha ventana se presentan las siguientes opciones: (Barragán, 2008)

- a) Blank GUI (Default). Con esta opción se genera una GUI en blanco (viene predeterminada).
- b) GUI with Uicontrols. Esta opción presenta un ejemplo en el cual se calcula la masa, dada la densidad y el volumen, en alguno de los dos sistemas de unidades.
- c) GUI with Axes and Menu. Esta opción es otro ejemplo, el cual contiene el menú File con las opciones Open, Print y Close. Este formulario tiene un *pop-up menu*, un *push button* y un objeto *axes*.
- d) Modal Question Dialog. Con esta opción se muestra en la pantalla un cuadro de diálogo común, el cual consta de una pequeña imagen, una etiqueta y dos

botones *Yes* y *No*. Dependiendo del botón que se presione, el GUI retorna el texto seleccionado (la cadena de caracteres ‘Yes’ o ‘No’).

Si lo que se desea es crear una GUI desde un inicio, se deberá elegir la primera opción, obteniéndose una ventana similar a la de la figura 3.2.

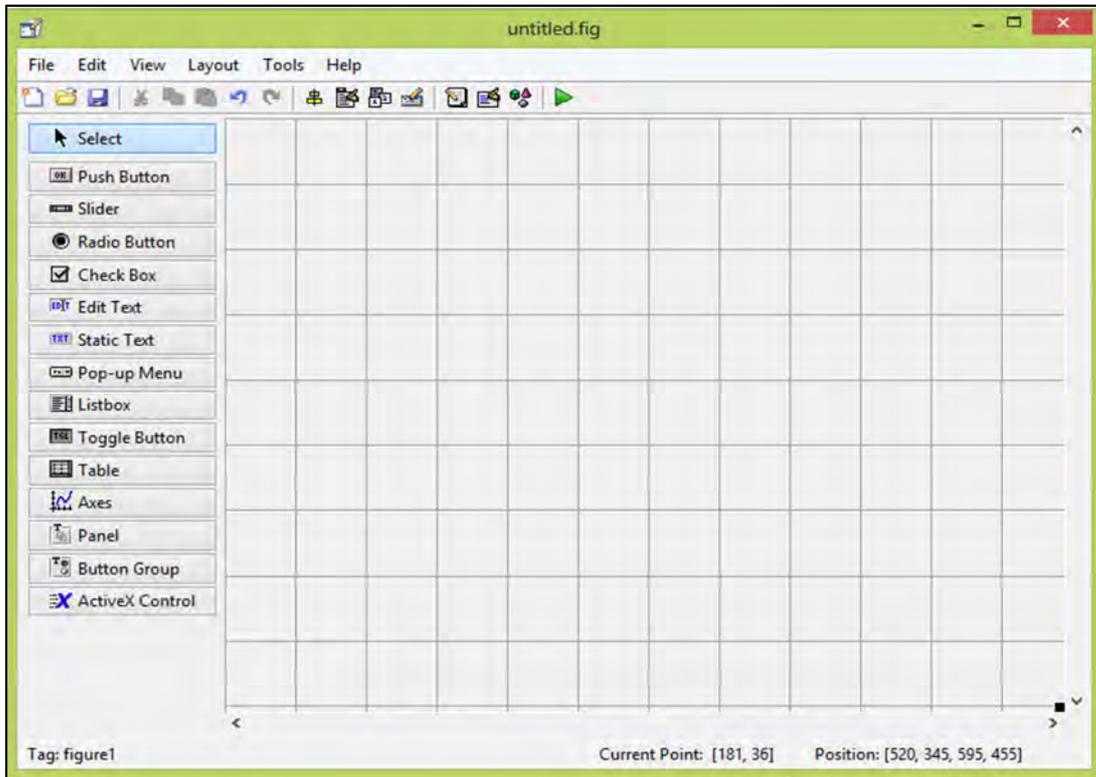


Figura 3.2. Entorno de diseño de GUIDE.

Fuente: elaboración propia.

3.3.2. Flujo de operación con GUI

Con una GUI, el flujo de cómputo está controlado por las acciones en la interfaz. Mientras que en un script el flujo de comandos está predeterminado, el flujo de operaciones con una GUI no lo está. Los comandos para crear la interfaz con el usuario (lo que interactúa directamente con él) se escriben en un script; la interfaz invoca que se ejecute el script, mientras la interfaz del usuario permanece en la pantalla aunque no se haya completado la ejecución del script. (Borrero, 2011)

Cuando se interactúa con un elemento, el programa registra el valor de esa opción y ejecuta los comandos prescritos en la cadena de invocación. Los menús de interfaz con el usuario, los botones, los menús desplegables, los controladores deslizantes y el texto editable son elementos que controlan las operaciones del software. Al completarse la ejecución de las instrucciones de la cadena de invocación, el control vuelve a la interfaz para que pueda elegirse otra opción del menú. Este ciclo se repite hasta que se cierra la GUI.

Básicamente, solo se necesitan entender cinco comandos para poder describir una GUI: *uimenu* (menús), *uicontrol* (controles), *get*, *set* y *axes* (ejes de coordenadas). No obstante, lo que hace relativamente complicado a estos comandos es el gran número de formas de uso que tienen.

3.3.3. Comandos de la herramienta GUIDE

En la tabla 3.1 se muestra una descripción de los componentes más habituales del entorno de GUIDE.

Tabla 3.1. Controles del entorno de GUIDE.

Control	Valor de estilo	Descripción
Check Box	'checkbox'	Indica el estado de una opción o atributo.
Edit Text	'edit'	Caja para editar texto.
Pop-up Menú	'popupmenu'	Provee una lista de opciones.
List Box	'listbox'	Muestra una lista de opciones.
Push Button	'pushbutton'	Invoca un evento inmediatamente.
Radio Button	'radio'	Indica una opción que puede ser seleccionada.
Toggle Button	'togglebutton'	Solo dos estados: "on" u "off".
Slider	'slider'	Usado para representar un rango de valores.
Static Text	'text'	Muestra un string de texto en una caja.
Panel	-	Agrupar botones como un grupo.
Button Group	-	Permite exclusividad de selección con los radio button.

Fuente: Barragán (2008).

Cada uno de estos controles u objetos tienen un conjunto de opciones a las cuales se puede acceder haciendo clic derecho sobre ellos. Entre estas opciones, *Property Inspector* permite ver y editar (personalizar) las propiedades de dicho objeto. (Barragán, 2008)

Otra de las opciones más importantes al hacer clic derecho sobre alguno de los objetos antes descritos es *View Callbacks*, la cual, al ejecutarse, abre el archivo .m asociado al diseño de dicho objeto en proceso y posiciona al usuario en la parte del programa que corresponde a la subrutina que se ejecutará cuando se realice una determinada acción sobre el elemento que se está editando. Por ejemplo, en el caso de un *push button*, el código que se generará es el que aparece en la figura 3.3.

```

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

```

Figura 3.3. Código asociado a un *push button*.

Fuente: elaboración propia.

3.3.4. Objetos gráficos en MATLAB

MATLAB posee un sistema de objetos gráficos constituido por elementos básicos empleados para visualizar datos. Estos están organizados en una jerarquía como la que se muestra en la figura 3.4. En ella se encuentran los tipos de objetos gráficos empleados con más frecuencia. (Borrero, 2011)

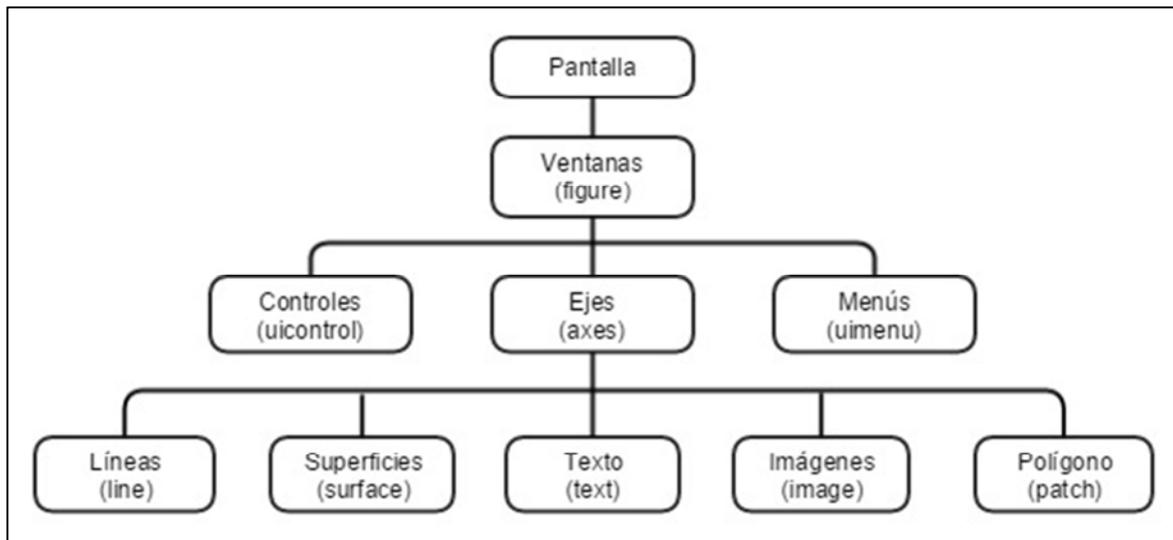


Figura 3.4. Jerarquía de objetos gráficos en MATLAB.

Fuente: Elaboración propia. Basado en: *Herramienta Software para el Control Remoto de una Fuente de Alimentación mediante una Interfaz Gráfica* (2011).

Como se puede apreciar en la figura 3.4, el objeto más general es la pantalla, la raíz de la jerarquía. Una pantalla puede contener una o varias ventanas (*figure*). A su vez, cada una de las ventanas puede contener controles (*uicontrol*), como son los botones y menús desplegables; menús (*uimenu*) y uno o más ejes de coordenadas (*axes*) en los que se puede representar objetos de nivel inferior. Los ejes pueden incluir cinco tipos de elementos gráficos: líneas (*line*), polígonos (*patch*), texto (*text*), superficies (*surface*) e imágenes de mapa de bits (*image*).

Cada objeto está asociado a un identificador único (*handle*) desde el momento de su creación. A través de este identificador se puede modificar las características (propiedades del objeto) de un objeto gráfico. Naturalmente, también es posible establecer las propiedades de un objeto en el momento de su creación (cambiarlas con respecto a los valores por omisión). El identificador del objeto raíz (la pantalla) es siempre cero. El identificador de las distintas ventanas *figure* es un entero que aparecerá en la barra de título de la ventana. Los identificadores de los demás objetos gráficos son números reales. Cualquier identificador se puede obtener como valor de retorno de una función y almacenarse en una variable.

Cuando se trabaja en MATLAB, pueden coexistir varias ventanas abiertas, pero solo una de ellas es la ventana activa en cada momento. De la misma forma, una ventana puede contener varios ejes de coordenadas, pero solo algunos son los ejes activos. El objeto

activo es el último creado o sobre el que se haya hecho clic con el ratón. Podemos obtener los identificadores de la ventana, los ejes y el objeto activos con las órdenes:

- *gcf*: devuelve un entero, el identificador de la ventana activa.
- *gca*: devuelve el identificador de los ejes activos.
- *gco*: devuelve el identificador del objeto activo.

La principal utilidad que tiene conocer los identificadores de los objetos gráficos es que a través de ellos es posible modificar las propiedades de los objetos o incluso borrarlos:

- *set (id)*: muestra en pantalla todas las propiedades del objeto al que corresponde el identificador *id*.
- *get (id)*: produce un listado de las propiedades y de sus valores.
- *set (id, 'propiedad' o 'valor')*: establece un nuevo valor para la propiedad del objeto con identificador *id*. Se pueden establecer varias propiedades en la misma llamada a *set*, incluyendo una lista de parejas '*propiedad*', '*valor*' en la llamada.
- *get (id, 'propiedad')*: obtiene el valor de la propiedad especificada.
- *delete (id)*: borra el objeto cuyo identificador es *id* y todos sus hijos.

3.3.5. Funcionamiento de una aplicación GUI

Una aplicación GUI consta de dos archivos: “.m” y “.fig”. El archivo “.m” es el que contiene el código con las correspondencias de los botones de control de la interfaz, y el archivo “.fig” contiene los elementos gráficos. Cada vez que se adicione un nuevo elemento en la interfaz gráfica, se genera automáticamente código en el archivo “.m”. (Barragán, 2008)

Para ejecutar una GUI, si se le ha etiquetado con el nombre *curso.fig*, por ejemplo, simplemente se debe colocar en la ventana de comandos >> *curso*, o haciendo clic derecho en el m-file y seleccionando la opción RUN.

Todos los valores de las propiedades de los elementos (color, valor, posición, string, entre otras) y los valores de las variables transitorias del programa, se almacenan en una estructura, los cuales son accedidos mediante un único y mismo identificador para todos estos. Tomando el programa listado anteriormente, el identificador se asigna en *handles.output = hObject*.

El identificador de los datos de la aplicación es *handles*. Esta definición de identificador es salvada (guardada, retenida o grabada) con la instrucción *guidata(hObject,handles)*.

guidata es la sentencia para salvar los datos de la aplicación, es decir, es la función que guarda las variables y propiedades de los elementos en la estructura de datos de la aplicación. Por lo tanto, como regla general, en cada subrutina se debe escribir en la última línea *guidata(hObject,handles)*. Esta sentencia garantiza que cualquier cambio o asignación de propiedades o variables quede almacenado.

3.3.6. Diseño de la GUI “Tarifa Optima”

Según Fernández (2007), antes de empezar a programar, es imprescindible hablar con el usuario final de la GUI. Es importantísimo entender cuáles son las necesidades exactas que tienen que ser cubiertas por la aplicación. Para ello, resulta necesario entender el tipo de datos y variables que son introducidas por el usuario, así como las excepciones que puedan existir (casos que ocurren pocas veces pero que se deben tener en cuenta), etc. También es necesario saber cómo quiere el usuario que se presenten los datos (si se necesitan gráficos o tablas que salgan por impresora), o cómo se guardan los resultados, dónde se guardan y en qué formato lo hacen. La parte del diseño es la más importante desde el punto de vista del usuario y, por tanto, también lo es desde el punto de vista empresarial.

Para diseñar correctamente una GUI, lo mejor es hacerlo con papel y lápiz. Presentar un boceto al usuario y mejorarlo con él es la mejor opción. De esta manera, se consigue que no haya sorpresas y evita que después de haber realizado el trabajo, luego haya que rehacerlo y esto encarezca mucho el proyecto. Además, se consigue que el usuario se implique en el proyecto, tomando en cuenta su talento y sus preferencias en la herramienta que al final usará él mismo.

Las GUI tienen que elaborarse de modo que los botones estén donde el usuario espera que estén. Por ejemplo, si la GUI tiene varias páginas distintas y en cada una de ellas hay un botón que dice “Guardar”, es conveniente que ese botón esté localizado en el mismo sitio siempre.

Una vez que se tenga claro qué objetos tendrá la GUI, gráficos, textos, radio buttons, check boxes, edición de texto, entrada de valores, lectura de matrices, etc., y una vez que se tenga claro de qué forma aparecerán en la interfaz, es necesario hacer un programa de tipo script (código) que tenga la misma funcionalidad que la GUI que se quiere programar.

Antes de incorporar el programa a la GUI, es necesario hacer todo tipo de pruebas con él hasta estar completamente seguros de que el programa que se va a incorporar en la GUI es el programa correcto. En otras palabras, para hacer las pruebas necesarias, lo mejor es hacerlas sobre un script y no directamente sobre la GUI.

Una vez que se haya elaborado el script completamente corregido, se procede a incorporar las distintas partes del script en la GUI, de modo que al hacer las pruebas sobre la GUI se puedan contrastar los resultados con los obtenidos con el script anteriormente.

Luego de terminar con los test sobre la GUI definitiva y de estar completamente seguros de su correcto funcionamiento, la GUI puede ser entregada al cliente.

3.4. Diagrama de flujo

En este apartado se describen los pasos a seguir en la ejecución de la aplicación que posteriormente se detalla. Para un mayor entendimiento, se ha elaborado un diagrama de flujo con el software *Gliffy Online*, en el cual se observan los datos de entrada, los cálculos realizados, los condicionales en cada punto del proceso, así como las respuestas que deben

mostrarse al usuario al finalizar la evaluación. En las figuras 3.5, 3.6 y 3.7 se pueden apreciar las tres partes del diagrama de flujo de la aplicación desarrollada.

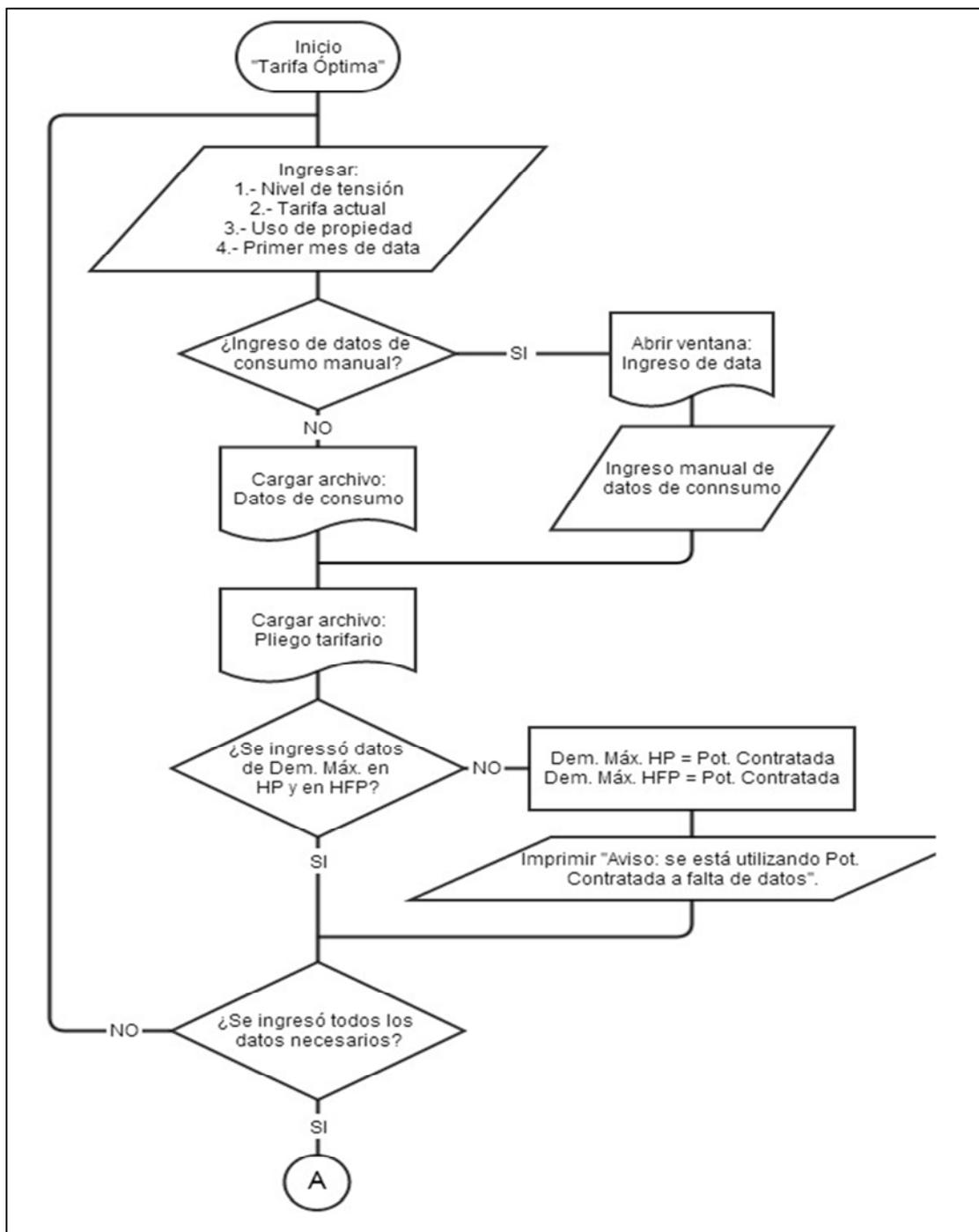


Figura 3.5. Diagrama de flujo de la aplicación “Tarifa Óptima” – Parte I.

Fuente: Elaboración propia.

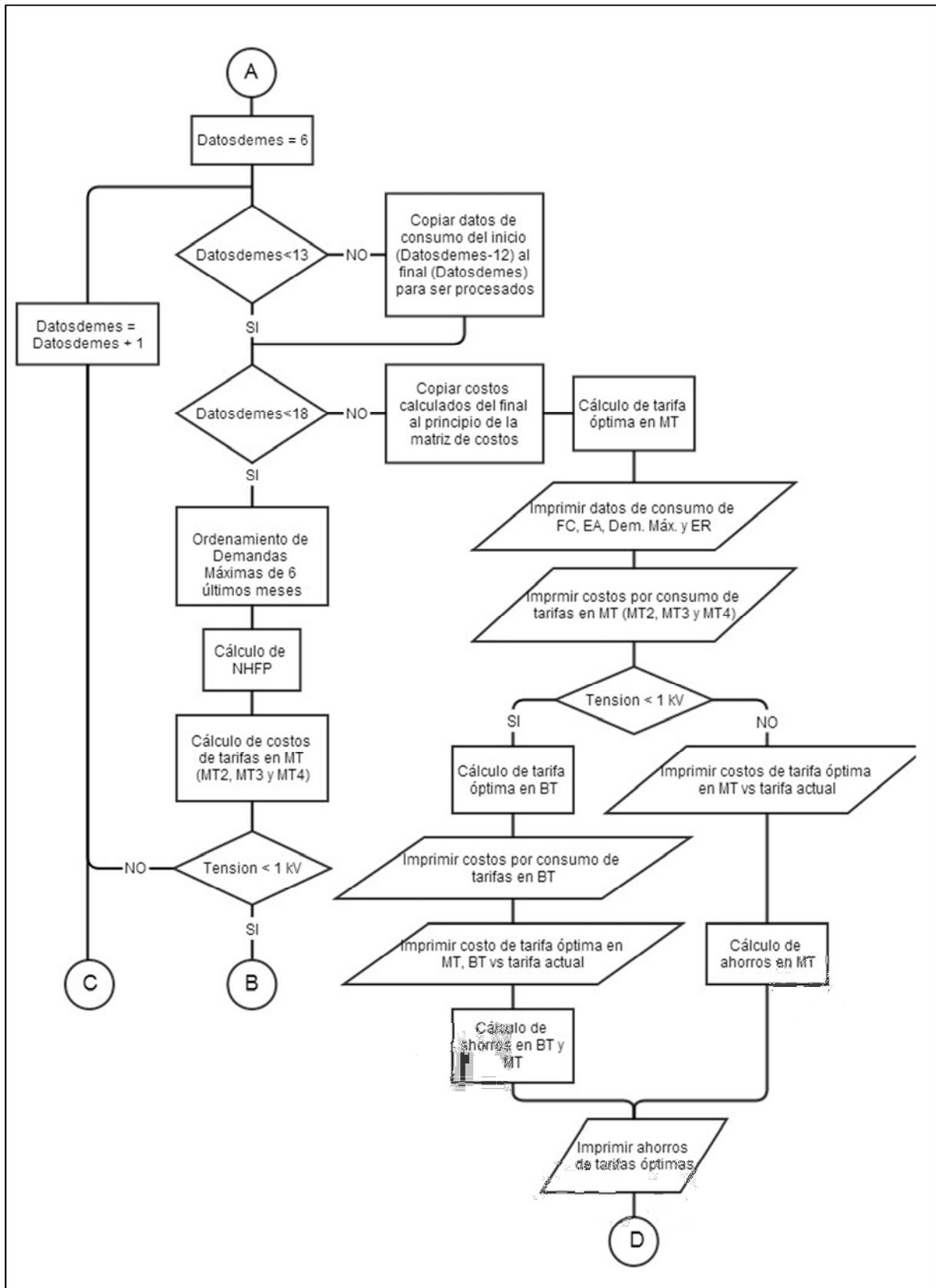


Figura 3.6. Diagrama de flujo de la aplicación “Tarifa Óptima” – Parte II.

Fuente: elaboración propia.

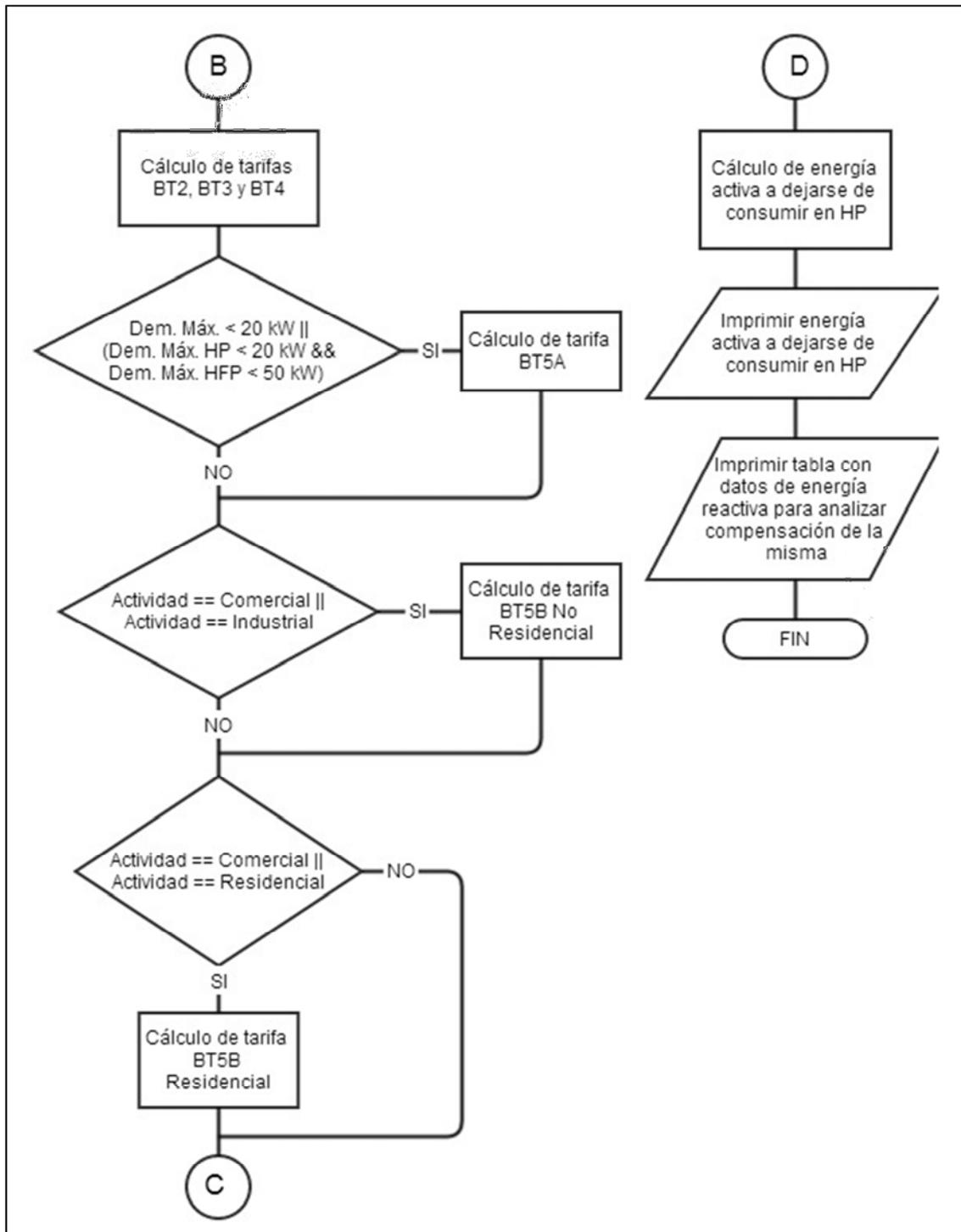


Figura 3.7. Diagrama de flujo de la aplicación “Tarifa Óptima” – Parte III.

Fuente: elaboración propia.

La secuencia de acciones y cálculos que se puede apreciar en el diagrama de flujo se explica a continuación:

- 1) Ingreso manual de los siguientes datos a cargo del usuario: nivel de tensión, tarifa eléctrica actual, uso de propiedad (o actividad, pudiendo ser: industrial, comercial o residencial) y primer mes de data ingresado.

- 2) El usuario decide si el ingreso de los datos de consumo eléctrico se realiza manualmente o a través de una plantilla en Excel, que debe ser cargado a la aplicación.
 - a) Si se decide realizar el ingreso de los datos de consumo manualmente, se abre la ventana “Ingresar Data”. Los campos de esta ventana deben ser llenados correctamente con la información solicitada y correspondiente a un mismo mes, respetando las unidades especificadas allí. Esta ventana aparece un total de doce veces, puesto que se requiere la información del consumo eléctrico de todo un año (doce meses consecutivos).
 - b) Si se decide realizar el ingreso de los datos de consumo a través de una plantilla en Excel, el usuario debe completar una plantilla especialmente elaborada para esta aplicación. Asimismo, debe proporcionar datos de consumo de doce meses consecutivos.
- 3) Se carga el archivo Excel conteniendo el pliego tarifario de la región y mes que corresponda. Este archivo deberá ser descargado directamente de la página web de Osinergmin, sin modificación alguna.
- 4) El programa verifica automáticamente si el usuario ingresó datos de demanda máxima en HP y HFP. En caso falten estos datos, se asigna a estos campos el valor de la potencia contratada y se avisa al usuario de esta medida.
- 5) Antes de empezar con la evaluación tarifaria, se comprueba que el usuario haya ingresado correctamente la información solicitada en pasos anteriores. En caso se detecte algún error, se emite un aviso al usuario informándole de la situación.
- 6) Se inicia el cálculo de los costos por mes de cada opción tarifaria a partir del sexto mes de los datos ingresados por el usuario, con la finalidad de utilizar los datos de estos seis primeros meses en el cálculo de los costos por facturación eléctrica de los meses restantes.
- 7) Antes de determinar los costos mensuales de las opciones tarifarias, se procede a ordenar las demandas máximas (en HP, en HFP y total) de los seis últimos meses (incluyendo el sexto mes), de mayor a menor, para así disponer de las dos mayores demandas máximas de estos últimos seis meses y calcular las remuneraciones por potencia activa de distribución.
- 8) Se procede a calcular el número de horas fuera de punta (NHFP).
- 9) Se determinan los costos de las distintas opciones tarifarias en MT (MT2, MT3 y MT4), considerando que para el caso de las tarifas MT3 y MT4 se tienen costos diferenciados de potencia para usuarios presentes en punta y presentes en fuera de punta. Se calculan los costos para cada una de estas condiciones. Si el nivel de tensión corresponde al de BT, se ejecuta el punto N° 10; caso contrario, se procede a calcular los puntos N° 7, 8 y 9 con los datos de consumo de los meses restantes. Luego, se continúa con el punto N° 11.
- 10) Ubicarse en el conector B (circular) de la figura 3.7. Dado que el nivel de tensión sí corresponde al de BT, se calculan, en primer lugar, los costos de las tarifas BT2, BT3 y BT4. A continuación, para el cálculo de las tarifas BT5A, BT5 no residencial y BT5 residencial, deben cumplirse ciertas condiciones que se especifican en el diagrama de dicha figura. Para el cálculo de los costos de los meses restantes, se repiten los puntos del N° 7 al N° 10.
- 11) Puesto que el cálculo comenzó en el sexto mes de datos de consumo (véase la figura 3.6), el contador *Datosdemes* se inició en 6 y debe terminar en 17, para procesar los doce meses de data ingresada. Por tal motivo, los últimos cinco meses de data corresponden a los primeros cinco meses, los cuales fueron copiados al final de la matriz que contiene dicha información para facilitar el

- cálculo de sus respectivos costos (esto se logra con el condicional *Datosdemes<13* y la acción en su ramal de negación).
- 12) Finalizado el cálculo de los costos por mes para cada opción tarifaria (*Datosdemes<18*), se procede a ordenar la matriz que contiene dicha información, por fecha de consumo, para conservar el orden de los datos ingresados por el usuario.
 - 13) Se procede a calcular la opción tarifaria óptima en MT para los datos de consumo de electricidad proporcionados por el usuario.
 - 14) Se muestra al usuario las gráficas de algunas variables determinantes en la facturación eléctrica: factor de calificación (FC), energía activa (EA), demanda máxima (Dem. Máx.) y energía reactiva (ER).
 - 15) Se muestra al usuario un gráfico de barras con los costos anuales de cada opción tarifaria en MT (MT2, MT3 y MT4).
 - 16) Si el nivel de tensión corresponde al de BT, se calcula la opción tarifaria óptima en BT para los datos de consumo ingresados por el usuario. Luego, se muestra en un gráfico de barras los costos anuales de cada opción tarifaria en BT.
 - 17) Se muestra al usuario los costos mensuales de la opción tarifaria óptima en MT seleccionada por el programa, para compararlos con los respectivos costos de la opción tarifaria actual indicada por el usuario. Además, si el nivel de tensión corresponde al de BT, se incluye en la comparación anterior los costos de la opción tarifaria óptima en BT.
 - 18) Seleccionada la tarifa óptima, sea en BT y/o en MT, se procede a hallar los ahorros mensuales y anuales de esta(s) tarifa(s) con respecto a la tarifa actual.
 - 19) Si se encuentra que calificando como presente en fuera de punta, el costo es el menor posible, se procede a calcular la energía activa que debe dejarse de consumir en horas punta. A continuación, se muestra al usuario dicho resultado.
 - 20) Para finalizar, el programa elabora una tabla conteniendo la información necesaria (factor de potencia, energía activa, energía reactiva y costo de ella) para que el usuario decida si es conveniente o no evaluar la compensación de energía reactiva.

El planteamiento del programa anterior supone la evaluación, para todo caso, de las opciones tarifarias en MT, ya que siempre resulta más económico la facturación por consumo de energía eléctrica en este nivel de tensión. Mientras que la evaluación de las opciones tarifarias en BT solo se realiza si el nivel de tensión indicado por el usuario corresponde con BT.

3.5. Descripción de la aplicación “Tarifa Óptima”

El programa “Tarifa Óptima” se ha desarrollado con ayuda del software MATLAB como una aplicación GUI, la misma que viene incluida en el archivo ejecutable “TarifaOptima.exe” para su fácil distribución y ejecución, sin necesidad de instalar el software en la PC. Esta GUI completamente finalizada se muestra en la figura 3.8.

3.5.1. Partes, funcionalidad y alcance de la aplicación

En este apartado se explican las partes y el cómo funciona la aplicación desde el punto de vista del archivo “.fig” (parte gráfica que interactúa directamente con el usuario).

Como se puede apreciar en la figura 3.8, para iniciar con la evaluación tarifaria se requieren cuatro datos ubicados en la parte superior izquierda de la GUI. Estos datos son: nivel de tensión (voltaje de consumo), uso de propiedad (aplicación), primer mes de data a ingresar y la opción tarifaria actual, y deben ser ingresados manualmente (por teclado o escogiendo una de las opciones con el mouse).

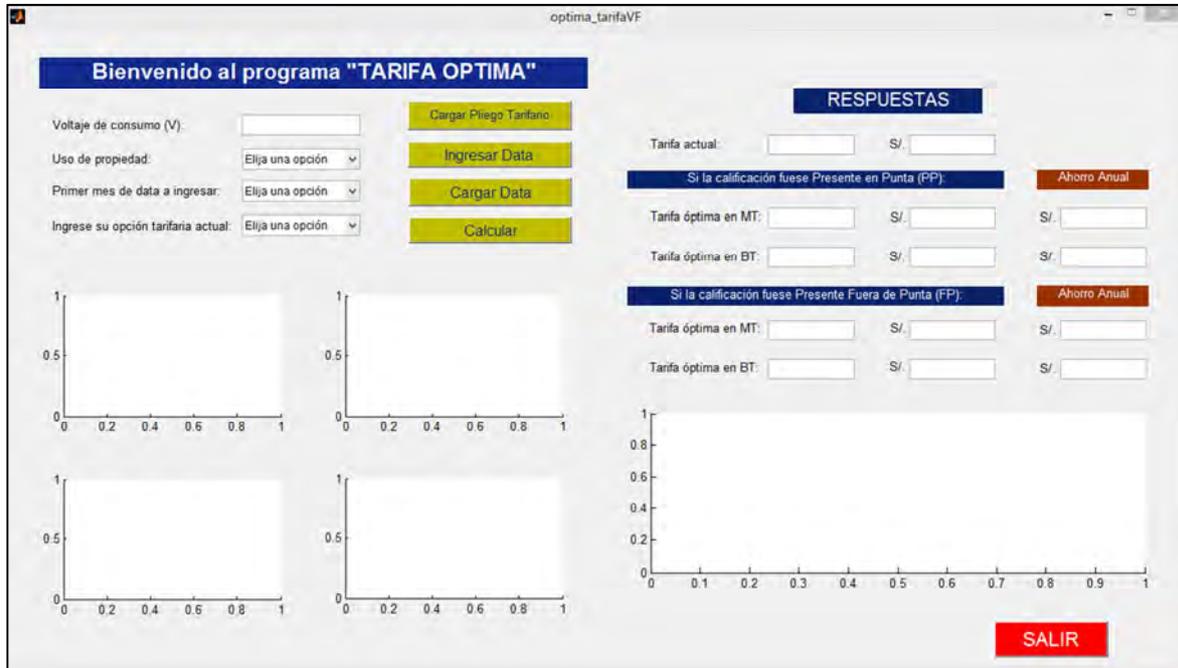


Figura 3.8. Ventana principal de la GUI del programa “Tarifa Óptima”.

Fuente: elaboración propia.

La GUI permite cargar un archivo Excel conteniendo el pliego tarifario del lugar y mes que corresponde, es decir, la evaluación se realiza tomando como base un solo pliego tarifario. De esta manera, se elimina la variable de la versatilidad de los precios de la energía eléctrica, centrando así el análisis en el consumo de electricidad.

Para el ingreso de los datos de consumo se ha dispuesto dos modalidades de ingreso: manualmente o a través de una plantilla en Excel que debe ser cargada a la aplicación. Si el usuario elige el ingreso manual, al hacer clic en el botón “Ingresar Data”, aparece la ventana “Ingresar Data” (GUI secundaria) que se muestra en la figura 3.9. En ella se pueden apreciar los datos que se solicitan al usuario en sus respectivas unidades. En caso no se cuente con algún dato, se debe colocar 0 (cero) como valor por defecto. Al hacer clic en “Siguiete”, esta ventana se carga nuevamente para permitir el ingreso de los datos del segundo mes, y así sucesivamente hasta completar los doce meses de data requeridos.

Una vez realizada la evaluación tarifaria, en la ventana de la GUI “Tarifa Óptima” se muestran cinco gráficos: los cuatro del lado izquierdo corresponden al factor de potencia, energía activa, demanda máxima y energía reactiva; mientras que en el gráfico de la derecha se muestra los ahorros mensuales que se consiguen con las opciones tarifarias óptimas calculadas por la aplicación.

Figura 3.9. Ventana de ingreso de datos de la GUI del programa “Tarifa Óptima”
Fuente: elaboración propia.

En la parte superior derecha de la GUI principal aparece el costo anual de las tarifas óptimas seleccionadas por la aplicación. Nótese que aparecen divididas en dos grupos según la calificación de potencia: en el primero están las opciones tarifarias óptimas calculadas en presente en punta, mientras que en el segundo grupo se encuentran aquellas calculadas en fuera de punta.

Asimismo, se genera un gráfico de barras donde se comparan los costos anuales de las opciones tarifarias en MT, de tal manera que el usuario pueda reconocer qué tarifa demanda el mayor y menor costo según su consumo eléctrico. En caso también se realice la evaluación tarifaria en BT, aparece otro gráfico –similar al anterior– con los costos anuales de las opciones tarifarias en BT.

Si se quiere realizar dos o más evaluaciones tarifarias, no se necesita salir de la GUI. Solo se debe cargar o ingresar los nuevos datos y hacer clic en el botón “Calcular”. Además, se puede salir en cualquier momento de la aplicación cliqueando el botón “SALIR” o cerrando la ventana principal.

3.5.2. Descripción de la programación

Como se explicó en apartados anteriores, el desarrollo de una GUI consta de dos partes: la gráfica, descrita líneas arriba, conformada por todos los objetos y elementos utilizados en el archivo “.fig”, y la parte netamente de programación o de código, la cual se desarrolla en el archivo “.m”.

Cuando se coloca un elemento u objeto nuevo en el archivo “.fig”, al guardar los cambios realizados, automáticamente aparece un código en el archivo “.m” referido a este

elemento. Pueden ser una o más funciones, dependiendo del elemento utilizado, aunque también puede que no se genere código alguno, como es el caso de los *Static Text*.

A continuación se explica a manera de resumen el código incluido en cada elemento para lograr su funcionalidad deseada. No obstante, el lector puede recurrir al código completo en el Anexo A.

3.5.2.1. Inicialización de variables

Algunos elementos poseen una función de inicialización, la cual contiene el código que se ejecuta ni bien se cliquee en dicho objeto. Es más, la misma GUI también posee una función de inicialización. En esta ocasión, se ha aprovechado esta función para inicializar algunas variables que permiten:

- a) Llamar a la GUI secundaria “Ingresar Data” para el ingreso manual de los datos de consumo (parte superior de la figura 3.10).
- b) Verificar el correcto ingreso de los datos necesarios para llevar a cabo una adecuada evaluación tarifaria (parte inferior de la figura 3.10).

```

% --- Executes just before optima_tarifaV4 is made visible.
function optima_tarifaV4_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% varargin    command line arguments to optima_tarifaV4 (see VARARGIN)
% Inicialización de variables para el ingreso manual de datos de consumo
global a;
global cont;
if cont==1
    a=1;
end
% Inicialización de variables para la verificación del ingreso de datos
complete1=0;
complete2=0;
complete3=0;
complete5=0;
complete6=0;
complete7=0;
handles.complete1=complete1;
handles.complete2=complete2;
handles.complete3=complete3;
handles.complete5=complete5;
handles.complete6=complete6;
handles.complete7=complete7;
% Choose default command line output for optima_tarifaV4
handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

```

Figura 3.10. Función de inicialización de GUI principal.
Fuente: elaboración propia.

Se ha optado por utilizar variables globales, puesto que facilitan la utilización de información actualizada requerida por varias funciones con tan solo declararlas al inicio de cada una de ellas.

Como no siempre es necesario escribir código en las funciones de inicialización, existe la posibilidad de restringir la creación de estas funciones en algunos elementos con el fin de reducir el código del archivo “.m”. Esto se logra desde el *Property Inspector* de dicho elemento, borrando el texto que aparece en la opción *CreateFcn* antes de guardar los cambios generados al agregar dicho elemento en el archivo “.fig”.

3.5.2.2. Ingreso y procesamiento de data

Como se ha explicado anteriormente, para realizar la evaluación tarifaria se requiere el ingreso del nivel de tensión, el uso de la propiedad, la opción tarifaria actual y el primer mes de data proporcionado, además de los datos de consumo eléctrico y el pliego tarifario. En las figuras 3.11, 3.12, 3.13 y 3.14 se muestra el código utilizado en los cuatro primeros datos respectivamente. Se puede apreciar que para el ingreso del nivel de tensión se ha optado por incluir una protección al programa para comprobar si el texto ingresado es realmente un valor numérico. Asimismo, en todo ingreso de datos realizado por el usuario se ha previsto un *flag* o bandera que permite confirmar que el usuario ha ingresado dicha información. Estos *flags* se almacenan en las variables *handles.complete*.

```
function voltaje_Callback(hObject, eventdata, handles)

handles.complete1=1;
volt=eval(get(hObject,'string'));
if isnan(volt)
    set(hObject,'string',0);
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    handles.complete1=0;
end
if volt<0
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico positivo','ERROR');
    handles.complete1=0;
end
handles.voltaje=volt;
Tension=0;
if volt<1000
    Tension=1;
elseif volt>=1000 && volt<30000
    Tension=2;
else
    errordlg('Solo se analizará en BT y MT - hasta 30 kV','ERROR');
    handles.complete1=0;
end
handles.tension=Tension;
guidata(hObject,handles);
```

Figura 3.11. Código para la selección del nivel de tensión (voltaje de consumo).

Fuente: elaboración propia.

```

% --- Executes on selection change in uso_electricidad.
function uso_electricidad_Callback(hObject, eventdata, handles)

handles.complete2=1;
uso=get(handles.uso_electricidad,'Value');
global activ;
switch uso
    case 1
        warndlg('Escoja una opción válida','AVISO');
        handles.complete2=0;
    case 2
        activ=1; % Uso de propiedad o actividad INDUSTRIAL
    case 3
        activ=2; % Uso de propiedad o actividad COMERCIAL
    case 4
        activ=3; % Uso de propiedad o actividad RESIDENCIAL
end
guidata(hObject,handles);

```

Figura 3.12. Código para el ingreso del uso de propiedad (aplicación).
Fuente: elaboración propia.

```

% --- Executes on selection change in popupmenu_tarifa.
function popupmenu_tarifa_Callback(hObject, eventdata, handles)
global tarifa;
handles.complete4=1;
aux2=get(handles.popupmenu_tarifa,'Value');
switch aux2
    case 1
        warndlg('Escoja una opción válida','AVISO');
        handles.complete4=0;
    case 2
        tarifa=1; % MT2
    case 3
        tarifa=2; % MT3
    case 4
        tarifa=3; % MT4
    case 5
        tarifa=4; % BT2
    case 6
        tarifa=5; % BT3
    case 7
        tarifa=6; % BT4
    case 8
        tarifa=7; % BT5A
    case 9
        tarifa=8; % BT5B No Residencial
    case 10
        tarifa=9; % BT5B Residencial
end
guidata(hObject,handles);

```

Figura 3.13. Código para la selección de tarifa actual.
Fuente: Elaboración propia.

```

% --- Executes on selection change in popupmenu_mes.
function popupmenu_mes_Callback(hObject, eventdata, handles)

global mes;
handles.complete3=1;
aux=get(handles.popupmenu_mes,'Value');
switch aux
    case 1
        warndlg('Escoja una opción válida','AVISO');
        handles.complete3=0;
    case 2
        mes=1; % Enero
    case 3
        mes=2; % Febrero
    case 4
        mes=3; % Marzo
    case 5
        mes=4; % Abril
    case 6
        mes=5; % Mayo
    case 7
        mes=6; % Junio
    case 8
        mes=7; % Julio
    case 9
        mes=8; % Agosto
    case 10
        mes=9; % Setiembre
    case 11
        mes=10; % Octubre
    case 12
        mes=11; % Noviembre
    case 13
        mes=12; % Diciembre
end
guidata(hObject,handles);

```

Figura 3.14. Código para la selección del primer mes de data ingresado.
Fuente: elaboración propia.

En las figuras 3.15 y 3.16 se muestra el código para permitir al usuario el ingreso de los datos de consumo y del pliego tarifario, respectivamente, a través de plantillas elaboradas en Excel.

```

% --- Executes on button press in buttoncargardata.
function buttoncargardata_Callback(hObject, eventdata, handles)

handles.complete7=1;
% Abrir un archivo con extensión .xls o .xlsx
[FileName Path]=uigetfile({'*.xls;*.xlsx'},'Cargar documento');
if isequal (FileName,0)
    handles.complete7=0;
    return % Si no se selecciona archivo, retorna vacío
else
    cant=xlsread(FileName); % Los datos se guardan en la variable "cant"
end

```

Figura 3.15. Código para cargar archivo Excel con datos de consumo.
Fuente: elaboración propia.

```

% --- Executes on button press in cargar_pliego.
function cargar_pliego_Callback(hObject, eventdata, handles)

handles.complete5=1;
[FileName Path]=uigetfile({'*.xls;*.xlsx'},'Cargar documento');
if isequal (FileName,0)
    handles.complete5=0;
    return %Si no se selecciona archivo, retorna vacío
else
    data=xlsread(FileName); %Los datos se guardan en la variable "data"
end

```

Figura 3.16. Código para cargar archivo con pliego tarifario.
Fuente: elaboración propia.

El código que permite llamar a la GUI secundaria “Ingresar Data” para el ingreso manual de los datos se aprecia en la figura 3.17, y puede ser consultado en el Anexo B. Cada una de las funciones que permite el ingreso de los datos solicitados incluye una protección para verificar que el dato ingresado sea un valor numérico y un *flag* para confirmar que el usuario ha ingresado todos los datos antes de pasar a completar los del siguiente mes.

```

% --- Executes on button press in ingreso_data.
function ingreso_data_Callback(hObject, eventdata, handles)

global cont;
global a;
handles.complete6=1;
cont=1;
while cont<=12      % La GUI ingresodataV3 solo debe aparecer 12 veces
    a=1;
    ingresodataV3; % Cargar GUI para ingreso manual de datos de consumo
    while a==1      % Mientras a=1, la GUI ingresodataV3 seguirá activa
        pause on;
        pause(3);  % Evita que se ejecute ininterrumpidamente el bucle
        if a>1
            close ingresodataV3 % Se cierra la GUI ingresodataV3
        end
    end
    cont=cont+1;    % contador de veces que aparecerá la GUI ingresodataV3
end
if cont<13
    handles.complete6=0;
end
guidata(hObject,handles);

```

Figura 3.17. Código para el ingreso manual de datos de consumo.

Fuente: elaboración propia.

El procesamiento de data se refiere a la lectura, extracción y almacenamiento de los datos del pliego tarifario y del consumo eléctrico. Para ello, se requiere que esta información haya sido proporcionada en las plantillas elaboradas en Excel. En caso los datos de consumo se ingresen manualmente, su almacenamiento en sus respectivas variables es automático. A las funciones de las figuras 3.15 y 3.16 se les debe añadir el código de las figuras 3.18 y 3.19 respectivamente, para efectuar así el procesamiento de dicha información.

```

global NHP;
global DEMAX;
global DEMAXHP;
global DEMAXHFP;
global POTCNTR;
global EA;
global EAPP;
global EAFF;
global ER;
global FC;
global MESES;
global SUBTOTAL;
global mes;

MESES=cant(:,1);           % Mes de data ingresada
FC=cant(:,3);             % Factor de calificación
NHP=cant(:,4);           % Número de horas punta
DEMAX=cant(:,5);         % Demanda máxima
DEMAXHP=cant(:,6);       % Demanda máxima en HP
DEMAXHFP=cant(:,7);      % Demanda máxima en HFP
POTCNTR=cant(:,8);       % Potencia contratada
EA=cant(:,11);           % Energía activa
EAPP=cant(:,12);         % Energía activa en HP
EAFF=cant(:,13);         % Energía activa en HFP
ER=cant(:,14);           % Energía reactiva
SUBTOTAL=cant(:,20);     % Subtotal del recibo
mes=MESES(1);            % Primer mes de datos ingresados
guidata(hObject,handles);

```

Figura 3.18. Código para procesamiento de data de consumo eléctrico.
Fuente: elaboración propia.

```

% Importar cargos tarifarios - definicion de variables globales
global MT2;
global MT3;
global MT4;
global BT2;
global BT3;
global BT4;
global BT5AA;
global BT5AB;
global BT5BNR;
global BT5BR1;
global BT5BR2;
global BT5BR3;
MT2=data(1:7,1);           % Asignación de cargos tarifarios de MT2
MT3=data(10:12,1);        % Asignación de cargos tarifarios de MT3
MT3(4:5,1)=data(14:15,1);
MT3(6:8,1)=data(17:19,1);
MT4=data(22:23,1);        % Asignación de cargos tarifarios de MT4
MT4(3:4,1)=data(25:26,1);
MT4(5:7,1)=data(28:30,1);
BT2=data(35:41,1);        % Asignación de cargos tarifarios de BT2
BT3=data(44:46,1);        % Asignación de cargos tarifarios de BT3
BT3(4:5)=data(48:49,1);
BT3(6:8,1)=data(51:53,1);
BT4=data(56:57,1);        % Asignación de cargos tarifarios de BT4
BT4(3:4,1)=data(59:60,1);
BT4(5:7,1)=data(62:64,1);
BT5AA=data(67:70,1);      % Asignación de cargos tarifarios de BT5A
BT5AB=data(72:75,1);
BT5BNR=data(77:78,1);     % Asignación de cargos tarifarios de BT5 No Resid.
BT5BR1=data(82:83,1);     % Asignación de cargos tarifarios de BT5 Resid.
BT5BR2=data(85:87,1);
BT5BR3=data(89:90,1);
guidata(hObject,handles);

```

Figura 3.19. Código para procesamiento de data de pliego tarifario.

Fuente: elaboración propia.

3.5.2.3. Evaluación tarifaria y cálculo de costos

El código principal, gracias al cual se efectúa la evaluación tarifaria, se ejecuta cuando el usuario realice clic en el botón “Calcular” del archivo “.fig”. En consecuencia, este código se encuentra incluido en la función *calcula_callback*, correspondiente a dicho botón.

Como se ha recurrido al uso de variables globales para utilizar los datos ingresados por el usuario, primero se deben definir estas variables, tal y como se muestra en la figura 3.20.

```
% --- Executes on button press in calcula.
function calcula_Callback(hObject, eventdata, handles)

global NHP;
global DEMAX;
global DEMAXHP;
global DEMAXHFP;
global POICNTR;
global EA;
global EAPP;
global EAFF;
global ER;
global FC;
global activ;
global NHFP;
global mes;
global tarifa;

global MT2;
global MT3;
global MT4;
global BT2;
global BT3;
global BT4;
global BT5AA;
global BT5AB;
global BT5BNR;
global BT5BR1;
global BT5BR2;
global BT5BR3;
```

Figura 3.20. Definición de variables globales en *calcula_callback*.
Fuente: elaboración propia.

A continuación, se verifica el ingreso de todos los datos requeridos para realizar correctamente la evaluación tarifaria (véase la figura 3.21).

```

% Verificación de ingreso de data necesaria en GUI principal
faltandatos=0;
if handles.complete1==0
    errordlg('Ingrese un VOLTAJE DE CONSUMO valido','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete2==0
    errordlg('Escoja un USO DE PROPIEDAD valido','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete3==0
    errordlg('Escoja un PRIMER MES DE DATA valido','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete4==0
    errordlg('Escoja una OPCION TARIFARIA ACTUAL valida','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete5==0
    errordlg('Por favor, CARGAR EL PLIEGO TARIFARIO','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete6==0 && handles.complete7==0
    errordlg('Por favor, CARGAR DATA O INGRESAR DATOS MANUALMENTE','ERROR');
    faltandatos=1;
end
end

```

Figura 3.21. Verificación de ingreso de datos por el usuario.
Fuente: elaboración propia.

Se ha incluido también la verificación del ingreso de datos de demanda máxima, tanto en horas punta como en horas fuera de punta (véase la figura 3.22). En caso el usuario no proporcione dicha información, se asignará a estas variables el valor de la potencia contratada.

```

%Verificando ingreso de datos de demanda máxima en HP y HFP
DEMAXHPM=median(DEMAXHP(1:12));
if DEMAXHPM==0
    DEMAXHP=POTCNTR;
    warndlg('Faltan datos de demanda máxima en HP.','AVISO');
end
DEMAXHFPM=median(DEMAXHFP(1:12));
if DEMAXHFPM==0
    DEMAXHFP=POTCNTR;
    warndlg('Faltan datos de demanda máxima en HFP.','AVISO');
end
end

```

Figura 3.22. Verificación de datos de demanda máxima en HP y HFP.
Fuente: elaboración propia.

Para calcular los cargos por potencia activa por uso de las redes de distribución, se necesita determinar las dos mayores demandas máximas de los últimos seis meses, incluyendo el mes que se analiza. Por tal motivo, en la figura 3.23 se muestra el código que permite encontrar estos datos. En esta sección se utiliza el método de ordenamiento por selección.

```

% Ordenando demandas máximas
DEMAXORD=DEMAX(n-5:n);
DEMAXHPORD=DEMAXHP(n-5:n);
DEMAXHFPORD=DEMAXHFP(n-5:n);

for i=1:5      % Ordenando demandas máximas
    for k=i+1:6
        if DEMAXORD(i)<DEMAXORD(k)
            aux=DEMAXORD(i);
            DEMAXORD(i)=DEMAXORD(k);
            DEMAXORD(k)=aux;
        end
    end
end
for i=1:5      % Ordenando demandas máximas en HP
    for k=i+1:6
        if DEMAXHPORD(i)<DEMAXHPORD(k)
            aux=DEMAXHPORD(i);
            DEMAXHPORD(i)=DEMAXHPORD(k);
            DEMAXHPORD(k)=aux;
        end
    end
end
for i=1:5      % Ordenando demandas máximas en HFP
    for k=i+1:6
        if DEMAXHFPORD(i)<DEMAXHFPORD(k)
            aux=DEMAXHFPORD(i);
            DEMAXHFPORD(i)=DEMAXHFPORD(k);
            DEMAXHFPORD(k)=aux;
        end
    end
end
end

```

Figura 3.23. Ordenamiento creciente de demandas máximas.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 3.24 se presenta el cálculo del número de horas fuera de punta para cada mes, tomando como base el número de días y las horas punta del mes en cuestión. Se divide en dos partes: la primera corresponde a los 7 últimos meses ingresados por el usuario, que son los primeros en ser evaluados por el programa; mientras que para los primeros 5 meses (los últimos en ser analizados), el cálculo se lleva a cabo en la segunda parte del código mostrado.

```

%Calculo de numero de horas fuera de punta NHFP
if n>=6 && n<=12
    if mes==2
        NHFP=28*24-NHP(n);
    elseif (mes==1 || mes==3 || mes==5 || mes==7 || mes==8 || mes==10 || mes==12)
        NHFP=31*24-NHP(n);
    else
        NHFP=30*24-NHP(n);
    end
else
    if mes==2
        NHFP=28*24-NHP(n-12);
    elseif (mes==1 || mes==3 || mes==5 || mes==7 || mes==8 || mes==10 || mes==12)
        NHFP=31*24-NHP(n-12);
    else
        NHFP=30*24-NHP(n-12);
    end
end
end

```

Figura 3.24. Cálculo del número de horas fuera de punta por mes.

Fuente: elaboración propia.

Al finalizar la evaluación tarifaria se muestra al usuario variables decisivas en el análisis de la compensación de la energía reactiva. Entre estas se encuentran el factor de potencia, la energía activa total, la energía reactiva y el costo de esta última. La variable que almacena estos datos se ha denominado *Show* y el código requerido se muestra en la figura 3.25. El costo de la energía reactiva es la sumatoria de los costos mensuales de esta energía para la opción tarifaria actual.

```

% Cálculo del Factor de Potencia
Show(1,n)=EAM/((EAM)^2+(ERM)^2)^0.5;% Factor de potencia
Show(2,n)=EAM;% Energía activa consumida
Show(3,n)=ERM;% Energía reactiva consumida

```

Figura 3.25. Cálculo de variables para analizar compensación de energía reactiva.

Fuente: elaboración propia.

De esta manera, se han determinado todos los datos requeridos en la evaluación de las opciones tarifarias. En las figuras 3.26, 3.27 y 3.28 se muestran los códigos utilizados para determinar los costos por cargo tarifario correspondientes a las opciones tarifarias MT2, MT3 y MT4. Como se puede apreciar, los códigos se encuentran convenientemente comentados, de tal forma que el lector pueda reconocer qué cargo tarifario se está calculando, así como las variables involucradas. Nótese, además, que el costo mensual por tarifa se guarda en la matriz “Total”.

Para el caso de las opciones tarifarias MT3 y MT4, se determinan dos costos correspondientes a la diferenciación horaria que se hace en el consumo de potencia activa, según sea la calificación del cliente como presente en punta o presente en fuera de punta.

```

% Inicio tarifa MT2
RMT2(1)=MT2(1);           % Cargo fijo
RMT2(2)=EAPFM*(MT2(2))/100; % Energ activa en HP
RMT2(3)=EAFPM*(MT2(3))/100; % Energ activa en HFP
RMT2(4)=DEMAXHPM*MT2(4); % Pot activa de generac en HP
AUX=(DEMAXHPORD(1)+DEMAXHPORD(2))/2;
AUX1=(DEMAXHFPORD(1)+DEMAXHFPORD(2))/2;
RMT2(5)=(AUX)*MT2(5);    % Pot activa uso redes distrib en HP
RMT2(6)=0;
RMT2(7)=0;
if (AUX1-AUX)>0          % Exceso pot activa uso redes distrib en HFP
    RMT2(6)=(AUX1-AUX)*MT2(6);
end
if (ERM-0.3*EAM)>0      % Energia reactiva
    RMT2(7)=(ERM-0.3*EAM)*(MT2(7))/100;
    Show(4,n)=RMT2(7); % Costo de energia reactiva consumida
end
RTMT2=sum(RMT2);       % Total opción tarifaria MT2
Total(1,n)=RTMT2;
TActual(1,n)=RTMT2;
% Fin tarifa MT2

```

Figura 3.26. Código para el cálculo de costos de la opción tarifaria MT2.
Fuente: elaboración propia.

```

%Inicio tarifa MT3
RMT3(1)=MT3(1);           %Cargo fijo
RMT3(2)=EAPFM*(MT3(2))/100; %Energ activa en HP
RMT3(3)=EAFPM*(MT3(3))/100; %Energ activa en HFP
RMT3(4)=DEMAXM*MT3(5);    %Pot activa de generac PFP
AUX=(DEMAXORD(1)+DEMAXORD(2))/2;
RMT3(5)=(AUX)*MT3(7);     %Pot activa uso redes distrib PFP
RMT3(6)=DEMAXM*MT3(4);   %Pot activa de generac PP
RMT3(7)=(AUX)*MT3(6);    %Pot activa uso redes distrib PP
RMT3(8)=0;
if (ERM-0.3*EAM)>0        %Energía reactiva
    RMT3(8)=(ERM-0.3*EAM)*(MT3(8))/100;
end
RTMT3FP=sum(RMT3(1:5))+RMT3(8); %Total opción tarifaria MT3-FP
RTMT3PP=sum(RMT3(1:3))+sum(RMT3(6:8)); %Total opción tarifaria MT3-PP
Total(2,n)=RTMT3PP;
Total(3,n)=RTMT3FP;
%Fin tarifa MT3

```

Figura 3.27. Código para el cálculo de costos de la opción tarifaria MT3.
Fuente: elaboración propia.

```

%Inicio tarifa MT4
RMT4(1)=MT4(1);           %Cargo fijo
RMT4(2)=EAM*(MT4(2))/100; %Energ activa
RMT4(3)=DEMAXM*MT4(4);   %Pot activa de generac PFP
AUX=(DEMAXORD(1)+DEMAXORD(2))/2;
RMT4(4)=(AUX)*MT4(6);    %Pot activa uso redes distrib PFP
RMT4(5)=DEMAXM*MT4(3);   %Pot activa de generac PP
RMT4(6)=(AUX)*MT4(5);    %Pot activa uso redes distrib PP
RMT4(7)=0;
if (ERM-0.3*EAM)>0       %Energia reactiva
    RMT4(7)=(ERM-0.3*EAM)*(MT4(7))/100;
end
RMT4FP=sum(RMT4(1:4))+RMT4(7); %Total opción tarifaria MT4-FP
RMT4PP=sum(RMT4(1:2))+sum(RMT4(5:7)); %Total opción tarifaria MT4-PP
Total(4,n)=RMT4PP;
Total(5,n)=RMT4FP;
%Fin tarifa MT4

```

Figura 3.28. Código para el cálculo de costos de la opción tarifaria MT4.
Fuente: elaboración propia.

Según el apartado 3.3, el cálculo de los costos de los 5 primeros meses ingresados por el usuario es realizado por el programa al término de esta operación, por lo que los resultados son guardados en las últimas columnas de la matriz “Total”. Con el fin de conservar el orden indicado por el usuario, se procede a copiar estos valores al principio de dicha matriz. Esto se logra con el código de la figura 3.29. La programación desarrollada para el cálculo de costos de las opciones tarifarias en BT se puede consultar en el Anexo A.

```

% Copiando datos de primeros 5 meses del final al principio de TOTAL y Show
for j=1:5
    for l=1:13
        Total(l,j)=Total(l,j+12);
    end
end
for j=1:5
    for l=1:4
        Show(l,j)=Show(l,j+12);
    end
end
end

```

Figura 3.29. Ordenamiento de costos anuales calculados.
Fuente: elaboración propia.

3.5.2.4. Resultados

A continuación se describe brevemente cómo se logra dar a conocer al usuario los resultados de la aplicación desarrollada. En la figura 3.30 se muestra la programación que permite graficar los costos mensuales de cada una de las opciones tarifarias en MT. Asimismo, en la parte inferior de esta se puede observar el código para graficar las variables factor de calificación (FC), energía activa (EA), demanda máxima y energía reactiva (ER) en los cuatro gráficos del lado izquierdo de la GUI principal.

```

% Mostrar gráfico de costos mensuales de tarifas en MT
figure;
x=1:12;
plot(x>Total(1,1:12),'bx-','LineWidth',0.5),hold on;
plot(x>Total(2,1:12),'go-','LineWidth',0.5),hold on;
plot(x>Total(3,1:12),'r+-','LineWidth',0.5),hold on;
plot(x>Total(4,1:12),'kd-','LineWidth',0.5),hold on;
plot(x>Total(5,1:12),'bv-','LineWidth',0.5),hold on;
title('Resultados de OpIf en MT'),ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses');
axis([1 12 min(min>Total(1:5,1:12)) max(max>Total(1:5,1:12))]),grid on;
legend('MT2','MT3PP','MT3FP','MT4PP','MT4FP');

% Mostrar gráficos del lado izquierdo (4) en GUI principal
axes(handles.axes2),plot(x>FC(1:12),'rx-'),title('Factor de calificación');
ylabel('FC'),xlabel('Tiempo-meses'),axis([1 12 0 1]);
grid on; % Fila 1 - Columna 1
axes(handles.axes3),plot(x>EA(1:12),'bx-'),title('Energía Activa');
ylabel('kW.h'),xlabel('Tiempo-meses'),axis([1 12 0 max(EA)]);
grid on; % Fila 2 - Columna 1
axes(handles.axes4),plot(x>DEMAX(1:12),'gx-'),title('Demanda Máxima');
ylabel('kW'),xlabel('Tiempo-meses'),axis([1 12 0 max(DEMAX)]);
grid on; % Fila 1 - Columna 2
axes(handles.axes5),plot(x>ER(1:12),'mx-'),title('Energía Reactiva');
ylabel('kVA.h'),xlabel('Tiempo-meses'),axis([1 12 0 max(ER)]);
grid on; % Fila 2 - Columna 2

```

Figura 3.30. Generación de gráficos en GUI principal “Tarifa Óptima”.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 3.31 se determina los costos anuales por opción tarifaria en MT. Además, se observa el código que muestra al usuario, en un gráfico de barras, los costos hallados de cada una de las tarifas en MT.

```

% Determinación de costos anuales por opción tarifaria en MT
for i=1:5
    suma=0;
    for j=1:12
        suma=suma>Total(i,j);
    end
    Costanual(i)=suma;
end

% Mostrar en gráfico de barras individual costos anuales de tarifas en MT
figure;
MT_label='MT2 MT3PP MT3FP MT4PP MT4FP';
bar(Costanual(1:5),'r','LineWidth',0.4),title('Opciones Tarifarias en MT');
ylabel('Costo (S/.)'),xlabel(MT_label),grid on;

```

Figura 3.31. Cálculo de costos anuales por opción tarifaria en MT y gráfico de barras.
Fuente: elaboración propia.

El código para obtener la tarifa óptima en MT y en presente en punta se muestra en la figura 3.32. Esta tarifa se determina a partir de las tarifas MT2, MT3 y MT4, estas dos últimas presentes en punta.

```

% Determinación de tarifa óptima en MT
if Costanual(1)>Costanual(2)
    menortarifaMT=Costanual(2);
    a2=2;
else
    menortarifaMT=Costanual(1);
    a2=1;
end
if Costanual(4)<menortarifaMT
    menortarifaMT=Costanual(4);
    a2=4;
end
switch a2
    case 1
        labeloptimaMT='MT2';
    case 2
        labeloptimaMT='MT3';
    case 4
        labeloptimaMT='MT4';
end

```

Figura 3.32. Determinación de tarifa óptima en MT.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 3.33 también se determina la tarifa óptima en MT, pero en fuera de punta. Con esto se trata de comparar en qué horario resulta más económico centralizar el consumo de electricidad, de tal manera que se decida analizar la posibilidad de incurrir en cambios en los horarios de consumo. En esta misma figura también se observa cómo se realizar el direccionamiento y presentación de este resultado en la GUI principal “Tarifa Óptima”.

El cálculo de los ahorros anuales en MT se determina y se muestra en la GUI principal según el código indicado en la figura 3.34.

```

if Costanual(3)<Costanual(5)
    menortarifaMTFP=Costanual(3);
    tarifaMTFP='MT3';
    a3=3;
else
    menortarifaMTFP=Costanual(5);
    tarifaMTFP='MT4';
    a3=5;
end
thereisMTFP=0;
thereisBTFP=0;
% Mostrar en RESPUESTAS la tarifa óptima en MT
set(handles.edit3,'string',labeloptimaMT);
set(handles.edit7,'string',menortarifaMT);
if menortarifaMTFP<=menortarifaMT
    set(handles.edit10,'string',menortarifaMTFP);
    set(handles.edit13,'string',tarifaMTFP);
    thereisMTFP=1;
else
    tarifaMTFP='No Existe';
    menortarifaMTFP='No Existe';
    set(handles.edit10,'string',menortarifaMTFP);
    set(handles.edit13,'string',tarifaMTFP);
end
labeloptimaMT=strcat(labeloptimaMT,' optima');

```

Figura 3.33. Selección de tarifa óptima en fuera de punta (FP) y presentación de tarifas óptimas en MT en GUI principal.
Fuente: elaboración propia.

```

% Cálculo de ahorros anuales en MT
diferencesMT=Total(tarifa,1:12)-Total(a2,1:12);
if sum(diferencesMT)>0
    set(handles.edit12,'string',sum(diferencesMT));
else
    msj='No Existe';
    set(handles.edit12,'string',msj);
end
if thereisMTFP==1
    diferencesMTFP=Total(tarifa,1:12)-Total(a3,1:12);
    if sum(diferencesMTFP)>0
        set(handles.edit16,'string',sum(diferencesMTFP));
    else
        msj='No Existe';
        set(handles.edit16,'string',msj);
    end
else
    msj='No Existe';
    set(handles.edit16,'string',msj);
end

```

Figura 3.34. Cálculo de ahorros anuales en MT.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 3.35 se presenta la programación requerida para efectuar el cálculo de la energía activa mensual que tendría que dejarse de consumir en horas punta para que el usuario pueda calificar como presente en horas fuera de punta, se incluye también el código para presentar esta información en una gráfica.

```

% Energía activa a dejarse de consumir en HP para calificar en FP
for k=1:12
    EHPMAX(k)=0.5*DEMAX(k)*NHP(k);
    DISM(k)=EAPP(k)-EHPMAX(k);
end
if thereisBTFP==1 || thereisMTFP==1 || sum(DISM)>0
    figure;
    bar(z,DISM(1:12),'r','LineWidth',0.4);
    title('Energía Activa a dejarse de consumir en HP');
    ylabel('kW.h'),xlabel('Tiempo-meses'),grid on;
end

```

Figura 3.35. Cálculo y presentación de la energía activa a dejarse de consumir para calificar como presente fuera de punta.

Fuente: elaboración propia.

Se puede apreciar en la figura 3.36 cómo se genera la tabla de datos importantes en el análisis de una posible compensación de energía reactiva en el suministro eléctrico del usuario.

```

% Tabla de analisis de energia reactiva
f=figure('position',[100 100 1050 150]);
cnames={'Ene','Feb','Mar','Abr','May','Jun','Jul','Ago','Set','Oct','Nov','Dic'};
rnames={'FP','kWh','kVARh','Soles'};
t=uitable('Parent',f,'Data',Show(:,1:12),'ColumnName',cnames,'RowName',rnames,'position',[20 20 1000 120]);

```

Figura 3.36. Tabla de análisis de datos para compensación de energía reactiva.

Fuente: elaboración propia.

Por otra parte, en la figura 3.37 se puede apreciar cómo se genera el gráfico comparativo de los costos mensuales de las opciones tarifarias resultantes con la opción tarifaria actual indicada por el usuario.

```

% Mostrar gráfico de costos anuales de tarifas óptimas vs tarifa actual
if handles.tension==1
    figure;
    z=1:12;
    plot(z,Total(tarifa,1:12),'bx-','LineWidth',0.5),hold on;
    plot(z,Total(dat2,1:12),'ko-','Linewidth',0.5),hold on;
    if thereisMTFP==1
        plot(z,Total(a3,1:12),'mv-','LineWidth',0.5),hold on;
    end
    if thereisBTFF==1
        plot(z,Total(dat3,1:12),'gx-','LineWidth',0.5),hold on;
    end
    plot(z,Total(a2,1:12),'ro-','Linewidth',0.5);
    title('Tarifa actual VS Tarifas optimas ');
    ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses'),grid on;
    if thereisMTFP==1 && thereisBTFF==1
        tarifaMTFP=strcat(tarifaMTFP,' optima FP');
        tarifaBTFF=strcat(tarifaBTFF,' optima FP');
        legend(labelactual,labeloptimaBT,tarifaMTFP,tarifaBTFF,labeloptimaMT);
    elseif thereisMTFP==1
        tarifaMTFP=strcat(tarifaMTFP,' optima FP');
        legend(labelactual,labeloptimaBT,tarifaMTFP,labeloptimaMT);
    elseif thereisBTFF==1
        tarifaBTFF=strcat(tarifaBTFF,' optima FP');
        legend(labelactual,labeloptimaBT,tarifaBTFF,labeloptimaMT);
    else
        legend(labelactual,labeloptimaBT,labeloptimaMT);
    end
else
    figure;
    z=1:12;
    plot(z,Total(tarifa,1:12),'bx-','LineWidth',0.5),hold on;
    if thereisMTFP==1
        plot(z,Total(a3,1:12),'kv-','LineWidth',0.5),hold on;
    end
    plot(z,Total(a2,1:12),'ro-','Linewidth',0.5);
    title('Tarifa actual VS Tarifa optima ');
    ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses'),grid on;
    if thereisMTFP==1
        tarifaMTFP=strcat(tarifaMTFP,' optima FP');
        legend(labelactual,tarifaMTFP,labeloptimaMT);
    else
        legend(labelactual,labeloptimaMT);
    end
    set(handles.edit4,'string','No Aplica');
    set(handles.edit8,'string','No Aplica');
    set(handles.edit11,'string','No Aplica');
    set(handles.edit14,'string','No Aplica');
end

```

Figura 3.37. Mostrar gráfica con comparativo de costos de tarifas óptimas VS tarifa actual.
Fuente: elaboración propia.

Capítulo 4

Aplicación de la GUI “Tarifa Óptima”

4.1. Introducción

En el presente capítulo se describen los casos prácticos que se analizaron con la aplicación desarrollada. Primero se detalla a grandes rasgos algunas características importantes de cada sistema de medición, para luego proceder a realizar la correspondiente evaluación tarifaria. Así mismo, en esta se mostrarán los gráficos y resultados numéricos que se obtengan de la aplicación. Finalmente, en el análisis de resultados, se seleccionan las opciones tarifarias óptimas en base a los resultados obtenidos.

El sistema eléctrico de la Universidad de Piura (UDEP) cuenta con cinco suministros en media tensión. De estos se analizaron cuatro (los más representativos), con la aplicación GUI “Tarifa Óptima”, En la tabla 4.1 se muestra información general de dichos suministros durante el año 2013.

Tabla 4.1. Información general de sistemas de medición UDEP seleccionados.

Sistema de medición	Tensión	Medición	Tipo suministro	Modalidad	Potencia contratada	Máxima Demanda	Tarifa
Urb. San Eduardo 330	10 kV	Media Tensión	Trifásico Aéreo	Potencia Variable	370 kW	425.9 kW (Marzo)	MT3
MASTER	10 kV	Media Tensión	Trifásico Aéreo	Potencia Variable	85 kW	81.4 kW (Febrero)	MT3
Av. Las Palmeras	10 kV	Media Tensión	Trifásico Aéreo	Potencia Variable	72 kW	47.2 kW (Abril)	MT3
Facultad de Ciencias de la Educación	10 kV	Media Tensión	Trifásico Aéreo	Potencia Variable	250 kW	86.3 kW (Abril)	MT3

Fuente: elaboración propia.

4.2. Evaluación tarifaria de casos prácticos

En este apartado se detallarán las cargas e instalaciones que abarcan a cada sistema de medición (referido al año 2013, sin considerar las modificaciones realizadas después de dicho periodo), así como los resultados obtenidos después de realizar la evaluación tarifaria en ambos niveles de tensión, MT y BT. La finalidad de este doble análisis es permitir al usuario comparar las tarifas óptimas en cada nivel de tensión.

El pliego tarifario de la región Piura utilizado en las evaluaciones tarifarias, corresponde al mes de julio del 2014. El archivo en Excel, que contiene el pliego tarifario y los datos de consumo mensual (correspondientes a cada sistema de medición), se muestra en el Anexo C.

4.2.1. Suministro eléctrico “Urb. San Eduardo 330”

El suministro “Urb. San Eduardo 330” involucra a la Subestación 10, la Subestación 12, la Subestación de la Estación de Bombeo de los Modelos Hidráulicos y el edificio de la Facultad de Derecho. Es decir, la potencia consumida por estas cuatro instalaciones se mide como un todo y no se tiene a ciencia cierta el consumo de cada una de ellas, a excepción de la Estación de Bombeo que sí cuenta con su propio medidor de energía multifuncional tipo A3RAL; sin embargo, la facturación se realiza en el sistema de medición principal.

Tanto la Subestación 10 como la Subestación 12, tienen más de un edificio dependiente. La Subestación 10 suministra energía eléctrica a los edificios de Servicios Operativos, Instituto de Hidráulica (con su respectiva caseta de bombeo), el edificio de Ingeniería Civil, el Edificio Principal, el edificio de la Facultad de Ingeniería, la biblioteca, la Ermita y el Edificio A (Confucio); mientras que, la Subestación 12 suministra electricidad al edificio de Ingeniería Mecánico-Eléctrica (IME), al Centro de Producción Audiovisual (CPA) y a la Escuela Tecnológica Superior (ETS).

Los datos ingresados por el usuario para realizar la evaluación tarifaria en BT y MT se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Datos de ingreso para evaluación tarifaria – “San Eduardo 330”.

	Evaluación tarifaria en MT	Evaluación tarifaria en BT
Voltaje de consumo	10,000 V	440 V
Uso de propiedad	Comercial	Comercial
Primer mes de data a ingresar	Enero	Enero
Opción tarifaria actual	MT3-PP	MT3-PP
Pliego tarifario	Julio-2014 (archivo Excel)	Julio-2014 (archivo Excel)
Datos de consumo	Datos “Urb. San Eduardo 330” (archivo Excel)	Datos “Urb. San Eduardo 330” (archivo Excel)

Fuente: elaboración propia.

Al ejecutar la aplicación, se obtuvieron las gráficas de cuatro variables importantes: factor de calificación, energía activa [kW.h], energía reactiva [kVAR.h] y demanda máxima [kW], las cuales se aprecian en la figura 4.1.

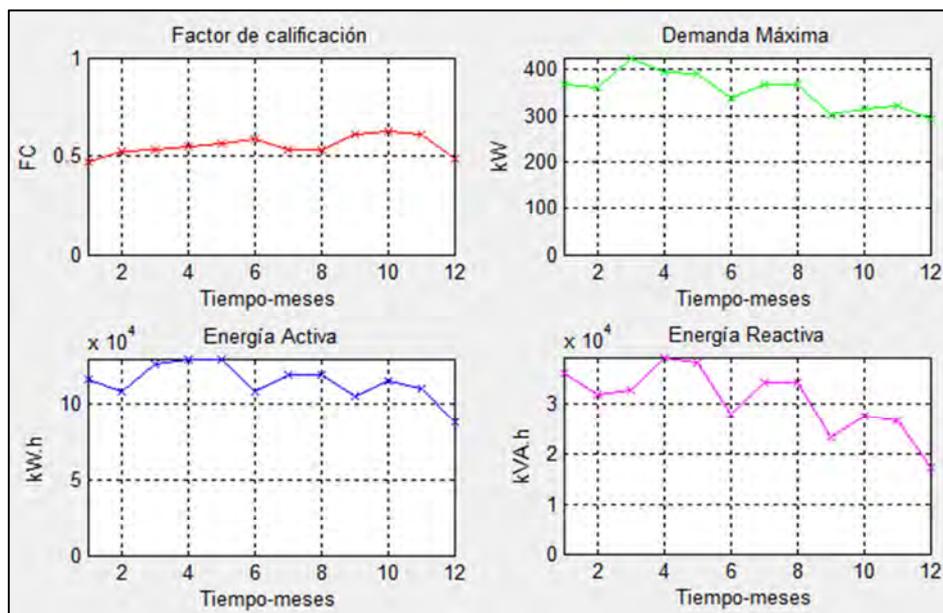


Figura 4.1. Variables relacionadas con el consumo eléctrico – “San Eduardo 330”.
Fuente: elaboración propia.

Se observa que este suministro eléctrico calificó de febrero a noviembre como presente en punta, y en enero y diciembre como presente en fuera de punta. Debido a esto, se creyó conveniente realizar el análisis con ambas opciones de cálculo: “Calcular” y “Cálculo especial”. En la primera, se evalúan las opciones tarifarias sin tomar en cuenta el factor de calificación. En cambio en la segunda opción, sí se considera el factor de calificación en el cálculo de los costos de cada tarifa.

Además, en los meses de marzo, abril y mayo ocurrió la mayor demanda máxima, el mayor consumo de energía reactiva y de energía activa, respectivamente. Esta situación se debió al inicio del semestre académico, así como el uso de instalaciones como laboratorios, auditorios, aires acondicionados, entre otros. Sin embargo, en los meses restantes, estos valores fueron disminuyendo progresivamente, conforme avanzó y culminó el semestre académico. Para finalizar, se aprecia que el consumo de energía activa es mucho mayor que el de energía reactiva.

Evaluación tarifaria en Media Tensión (MT)

Los costos mensuales de las tarifas en MT se muestran en la figura 4.2. Se puede apreciar que los costos de las tarifas MT2 y MT4-PP (presente en punta) son muy similares; mientras que las tarifas MT3 y MT4 presentes en fuera de punta (MT3-FP y MT4-FP), demandan un costo mucho menor que las anteriores, de más de 5000 nuevos soles mensuales (de 12 a 16% en el recibo mensual). En consecuencia, existirá una

diferencia mínima en el recibo de electricidad de 60 mil nuevos soles al año si se decide tener el suministro en MT en vez que en BT.

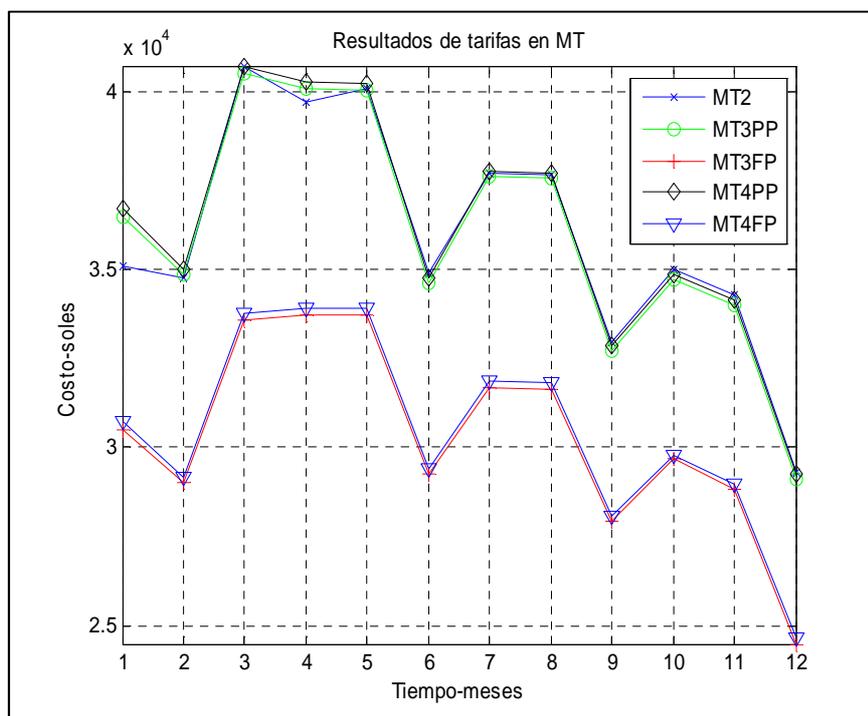


Figura 4.2. Costos mensuales de tarifas en MT – “San Eduardo 330”.

Fuente: elaboración propia.

Para tener una idea global de cuál es el costo total de cada tarifa en MT, en el gráfico de barras de la figura 4.3 se muestran los costos anuales de estas, considerando también aquellas cuyos costos se han determinado en fuera de punta. Se puede observar que las tarifas MT2, MT3-PP y MT4-PP presentan costos anuales muy similares, mayores a 40 mil nuevos soles. Como el eje vertical se encuentra afectado por la potencia 10^5 , diferencias pequeñas pueden significar cientos o miles de soles entre ellas.

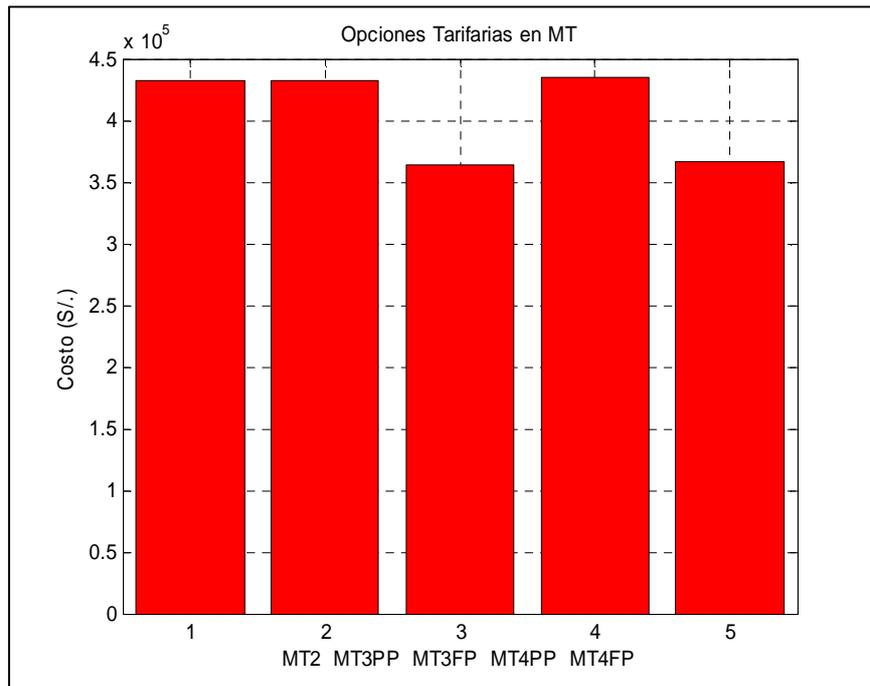


Figura 4.3. Costos anuales de tarifas en MT – “San Eduardo 330”.
Fuente: elaboración propia.

Para determinar con exactitud la menor opción tarifaria, en la figura 4.4 se muestra una parte de la ventana principal de la GUI “Tarifa Óptima” con los costos y ahorros anuales de las tarifas que resultaron ser óptimas, así como los ahorros mensuales que se obtendrían si se eligieran. El ahorro que se obtendría al escoger la tarifa MT3-FP sería del 13%, mientras que con la tarifa MT2 no se obtiene ahorro alguno.

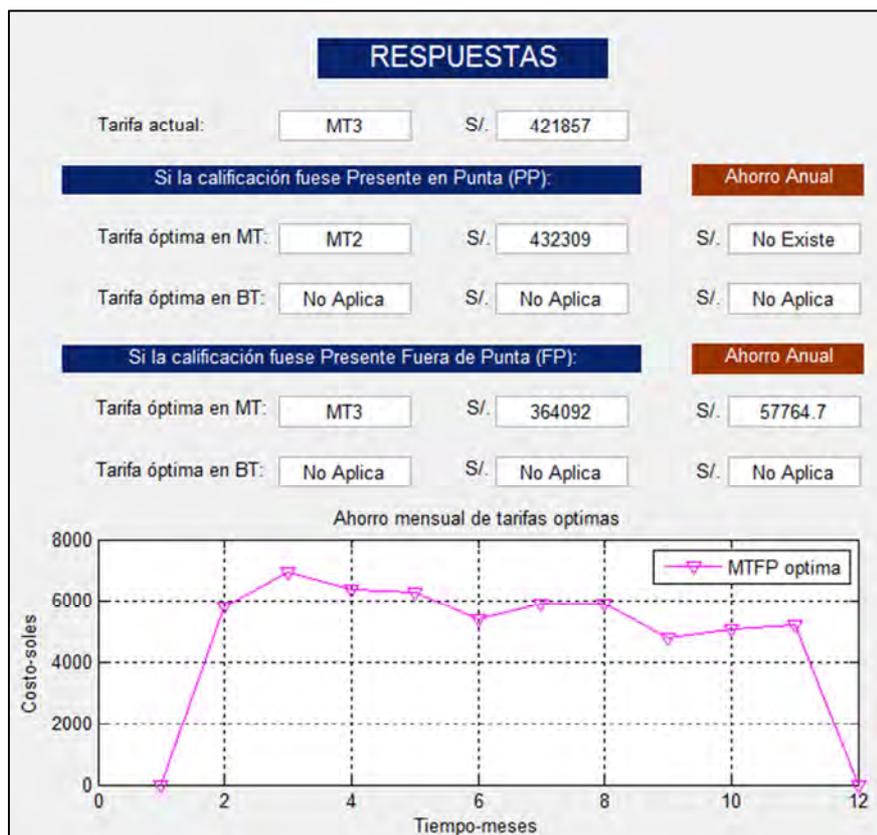


Figura 4.4. Costos y ahorros anuales de tarifas óptimas en MT – “San Eduardo 330”.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.5 se ofrece una comparación entre tarifas óptimas resultantes: MT2, MT3-FP (si es que fuese posible alcanzarla) y MT3 (tarifa actual).

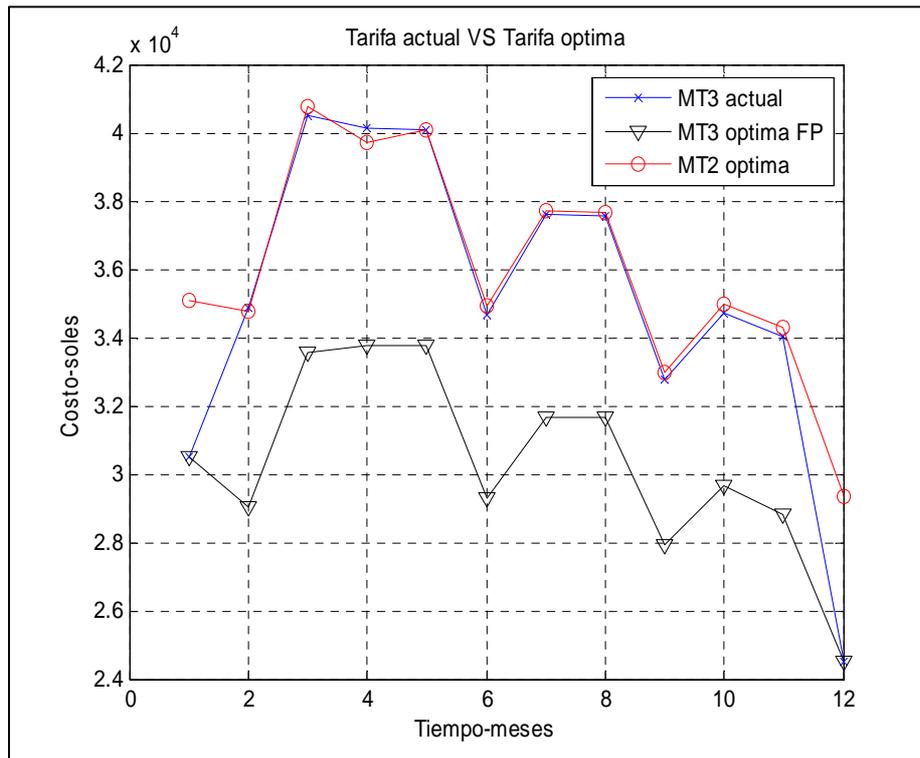


Figura 4.5. Comparación de tarifas óptimas en MT – “San Eduardo 330”.
Fuente: elaboración propia.

En caso existiera alguna tarifa óptima calificando en fuera de punta, la aplicación puede determinar cuánta energía activa por mes como mínimo debe dejarse de consumir en horas punta para lograr calificar en fuera de punta. Esto se puede apreciar en la figura 4.6. Para el caso en mención, el promedio de energía activa a dejarse de consumir en horas punta es de 2500 kW.h mensual.

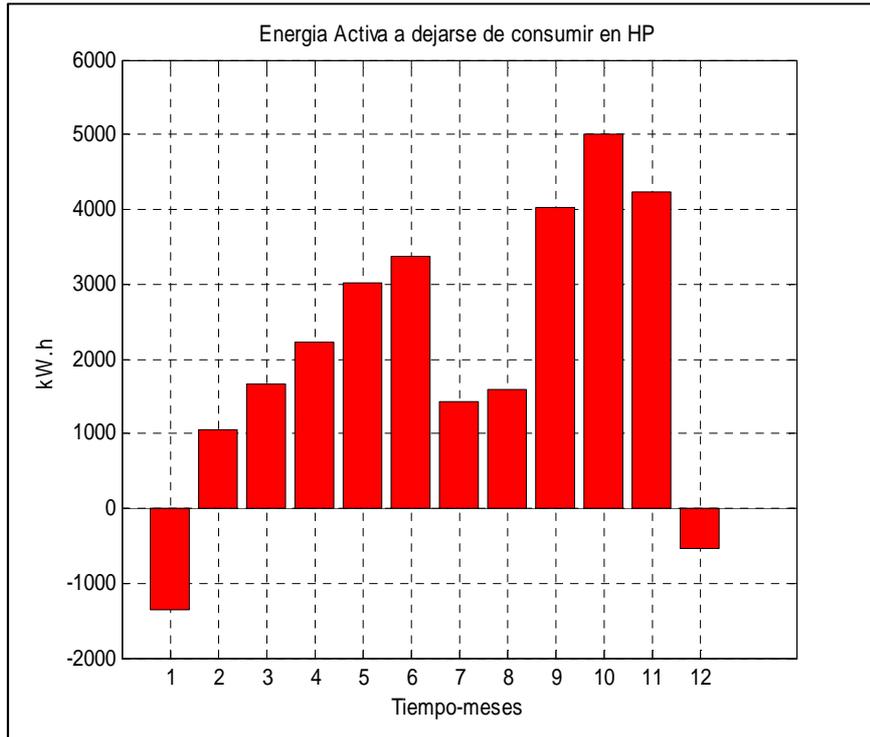


Figura 4.6. Energía activa que debe dejarse de consumir en HP para calificar en FP – “San Eduardo 330”.

Fuente: elaboración propia.

Con la finalidad que el usuario tenga al detalle toda la información de su suministro eléctrico y pueda tomar decisiones importantes en cuestiones de ahorro, se presenta en la figura 4.7 cuatro variables a tomarse en cuenta al momento de evaluar una posible compensación de energía reactiva. Para este caso, como el costo por este concepto es nulo o no significativo, no se debe considerar esta opción.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
FP	0.9555	0.9596	0.9682	0.9572	0.9597	0.9688	0.9616	0.9616	0.9765	0.9727	0.9724	0.9817
kWh	1.1629e+05	1.0818e+05	1.2627e+05	1.2940e+05	1.2980e+05	1.0835e+05	1.1972e+05	1.1972e+05	1.0529e+05	1.1516e+05	1.1044e+05	8.8000e+04
kVARh	3.5891e+04	3.1709e+04	3.2647e+04	3.9135e+04	3.8018e+04	2.7727e+04	3.4188e+04	3.4190e+04	2.3222e+04	2.7455e+04	2.6509e+04	1.7055e+04
Soles	36.0305	0	0	11.2530	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 4.7. Información para analizar compensación de energía reactiva – “San Eduardo 330”.

Fuente: elaboración propia.

Evaluación tarifaria en Baja Tensión (BT)

Se realiza también la evaluación tarifaria en BT para cerciorarse de que no exista tarifa en este nivel de tensión que pueda resultar óptima. Además, se podrá observar la gran diferencia de costos entre uno y otro nivel de tensión, por lo que casi siempre –para consumos mayores de energía eléctrica– resulta más económico solicitar el suministro eléctrico en media tensión.

En la figura 4.8 se puede apreciar que los costos mensuales de las tarifas en BT superan ampliamente los 40 mil nuevos soles al mes, siendo las menos costosas las tarifas BT3 y BT4 (en fuera de punta); mientras que en MT, la tarifa de mayor costo superaba por poco este monto. Asimismo, nótese que las tarifas BT5A, BT5B-NR (no residencial) y BT5B-R (residencial) quedan fuera del análisis al incumplirse sus condiciones de aplicación (se supera ampliamente el límite de máxima demanda, no mayor a 20 kW en horas punta y horas fuera de punta, o de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta). Esto se puede corroborar en los datos de consumo para este suministro detallados en el anexo C.

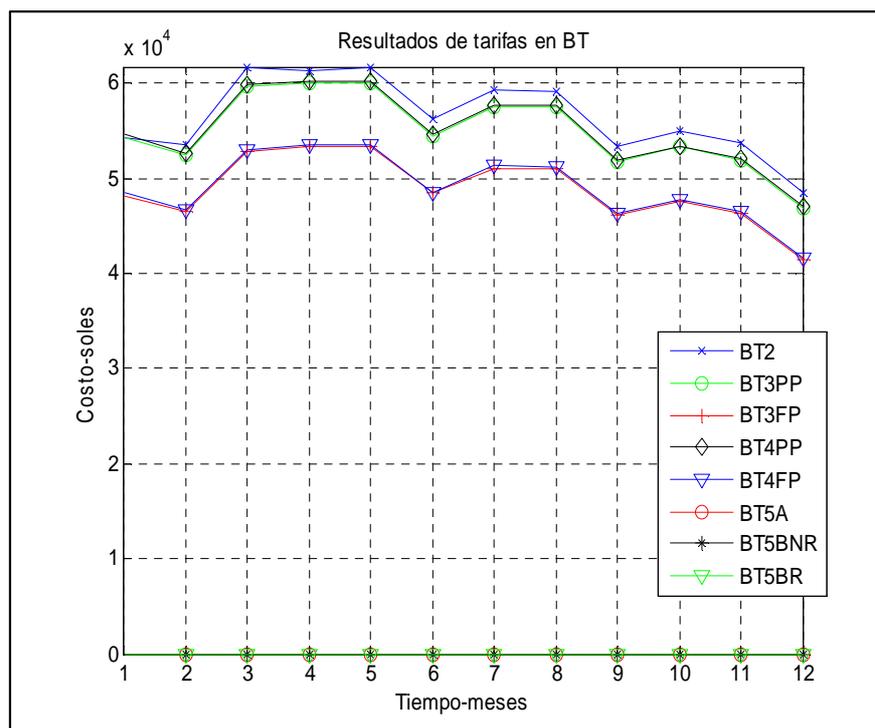


Figura 4.8. Costos mensuales de tarifas en BT – “San Eduardo 330”.
Fuente: elaboración propia.

En cambio, en la figura 4.9 se presentan los costos anuales de estas tarifas. Estos se encuentran entre 600 mil y 700 mil nuevos soles aproximadamente, monto que supera por más de 150 mil nuevos soles a la tarifa más costosa en MT.

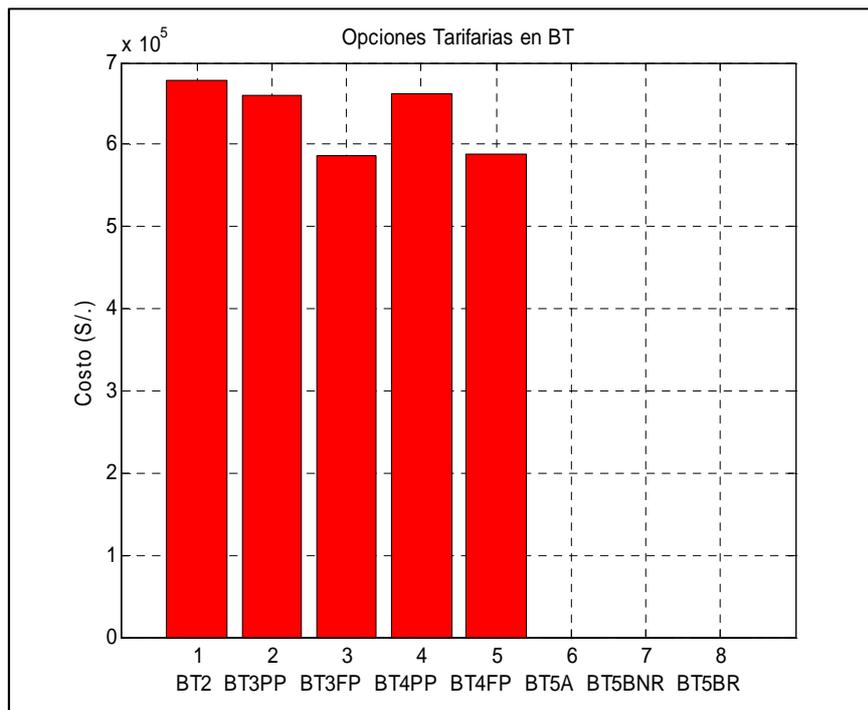


Figura 4.9. Costos anuales de tarifas en BT – “San Eduardo 330”.
Fuente: elaboración propia.

Según los resultados de la figura 4.10, la opción tarifa en BT que menor costo anual demandaría sería BT3-PP con 660 mil nuevos soles. Si se lograra calificar en fuera de punta, esta sería BT3-FP con un costo de 586 mil nuevos soles, es decir, 74 mil nuevos soles menos que la anterior. No obstante, al comparar estos costos con el de la tarifa actual, se puede observar que no se obtendría ahorro, por ello no serían una solución a este caso práctico.

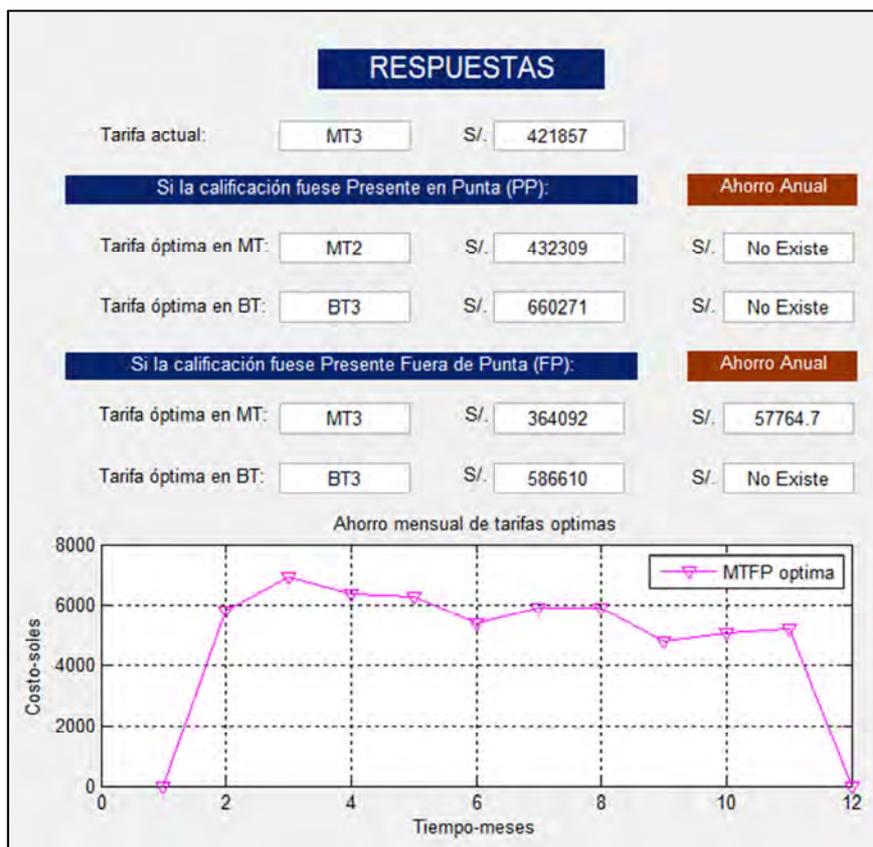


Figura 4.10. Costos y ahorros anuales de tarifas óptimas en BT y MT – “San Eduardo 330”. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, en la figura 4.11 se muestra un gráfico donde se comparan las tarifas óptimas seleccionadas por la aplicación. Se puede observar que las tarifas BT3-PP y BT3-FP resultarían muy costosas al presentar los mayores montos mensuales a comparación de las demás. En cambio, la tarifa MT3-FP sería la ideal, pero recuérdese que para alcanzarla se deben tomar las medidas necesarias para lograr que el suministro eléctrico califique en fuera de punta, condición que demandaría mayores esfuerzos.

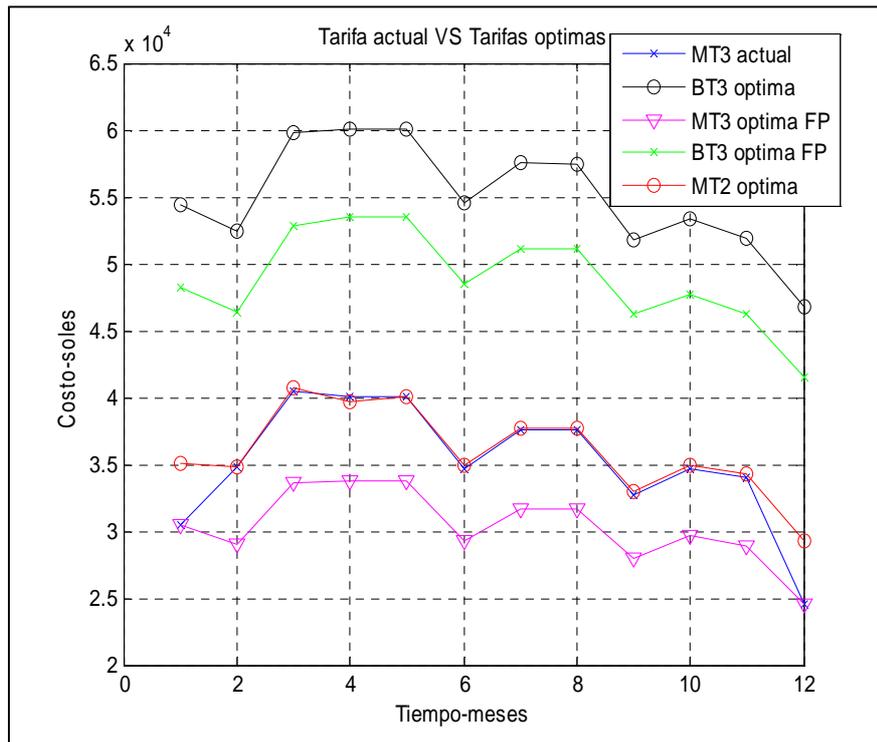


Figura 4.11. Comparación de tarifas óptimas en BT y MT – “San Eduardo 330”.

Fuente: elaboración propia.

Análisis de resultados

Se podría obtener ahorros del orden de 57 mil nuevos soles (13% del costo de la tarifa actual MT3), manteniendo la tarifa actual pero calificando en fuera de punta (es decir, MT3-FP).

No debe descartarse esta última opción sin antes analizar cuánta energía activa se debe dejar de consumir en horas punta para conseguir calificarse en fuera de punta. En este caso, según la figura 4.6, no es demasiado lo que debe modificarse (en promedio, 2500 kW.h mensual), por lo que se recomienda tratar de conseguir esta calificación.

Lo más conveniente sería que en el transcurso de los doce meses se califique en fuera de punta. En caso resulte dificultoso alcanzar dicha meta, al menos se debería tratar que la mayor cantidad de facturaciones se encuentren en dicha calificación, puesto que aquí la energía y potencia cuestan mucho menos que en horas punta: en términos de costos anuales, la diferencia entre tarifas en BT y MT de la misma calificación es del 50 a 60% a favor de las tarifas en MT.

Como el factor de potencia mínimo es de 0.956 y el mayor pago por energía reactiva que se hizo fue de 36 nuevos soles, no sería necesaria la compensación de energía reactiva. En este caso, ya existe un banco de condensadores instalado.

Finalmente, se concluye que la tarifa más adecuada para este suministro eléctrico es MT3-FP, para lo cual deben tomarse las acciones necesarias para calificarse en fuera de punta.

4.2.2. Suministro eléctrico “MASTER”

El sistema de medición MASTER alimenta el Edificio de Gobierno y la iluminación del estacionamiento y del tramo de pista que parte desde este edificio hasta su intersección con el acceso principal.

Los datos ingresados por el usuario para realizar la evaluación tarifaria en BT y MT se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Datos de ingreso para evaluación tarifaria – “MASTER”.

	Evaluación tarifaria en MT	Evaluación tarifaria en BT
Voltaje de consumo	10,000 V	440 V
Uso de propiedad	Comercial	Comercial
Primer mes de data a ingresar	Enero	Enero
Opción tarifaria actual	MT3-FP	MT3-FP
Pliego tarifario	Julio-2014 (archivo Excel)	Julio-2014 (archivo Excel)
Datos de consumo	Datos “MASTER” (archivo Excel)	Datos “MASTER” (archivo Excel)

Fuente: elaboración propia.

Al ejecutar la aplicación, se obtuvieron las gráficas de cuatro variables importantes: factor de calificación, energía activa [kW.h], energía reactiva [kVAR.h] y demanda máxima [kW], las cuales se aprecian en la figura 4.12.

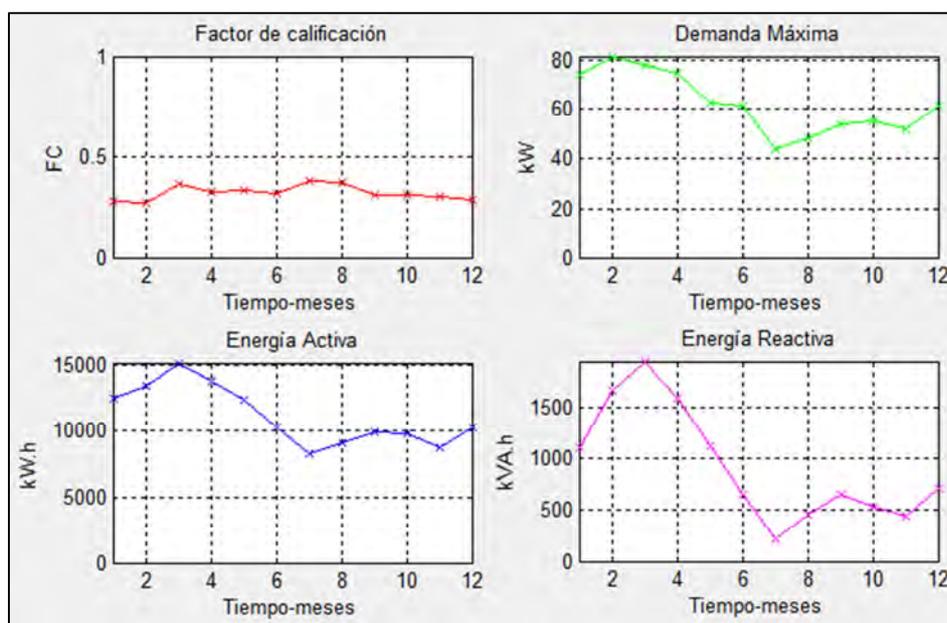


Figura 4.12. Variables relacionadas con el consumo eléctrico – “MASTER”.

Fuente: elaboración propia.

Como se podrá observar en estas gráficas, la calificación de este suministro es en fuera de punta durante todo el periodo analizado.

Evaluación tarifaria en Media Tensión (MT)

En la figura 4.13 se presentan los resultados de los costos mensuales de las opciones tarifarias en MT. Se puede apreciar que entre las tarifas MT3-FP y MT4-FP (presentes en fuera de punta), se encuentra la tarifa que demanda el menor costo posible. Esto es una buena noticia, ya que la tarifa actual es precisamente MT3-FP.

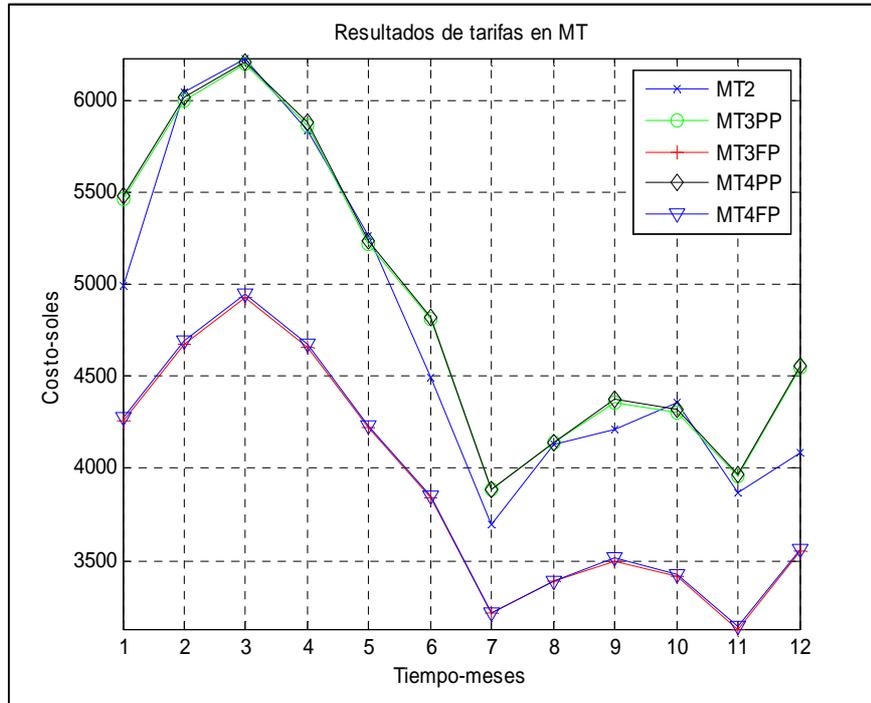


Figura 4.13. Costos mensuales de tarifas en MT – “MASTER”.

Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.14 se muestran los costos anuales de las tarifas en MT. Como es de esperarse, los menores costos se encuentran en las tarifas presentes en fuera de punta, en este caso, MT3-FP y MT4-FP, con un poco más de 45 mil nuevos soles. Como el factor de calificación para este suministro resulta siempre en fuera de punta, es posible aceptar a estas dos como candidatas a ser la tarifa óptima.

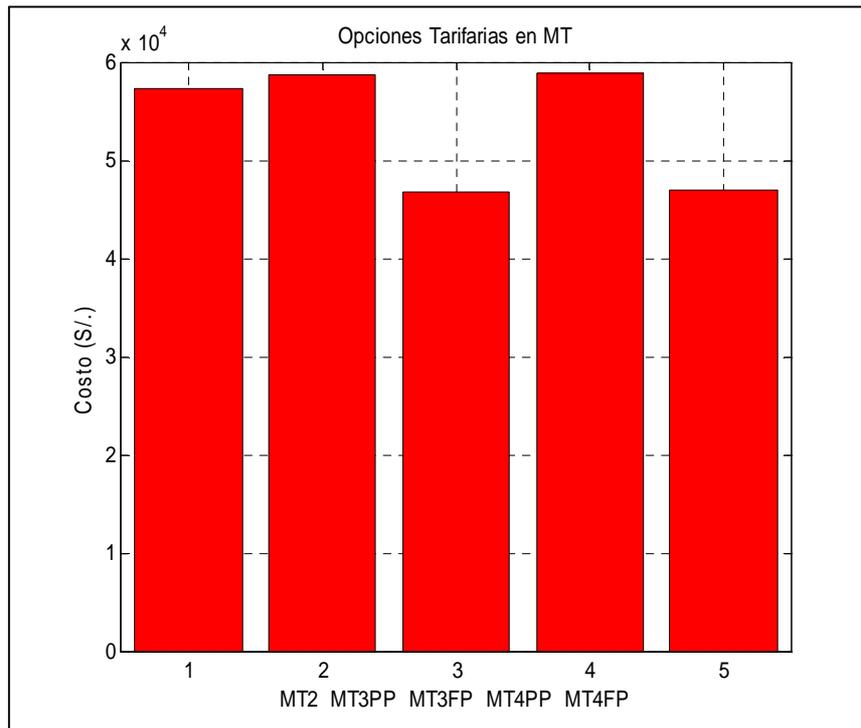


Figura 4.14. Costos anuales de tarifas en MT – “MASTER”.

Fuente: elaboración propia.

Para saber exactamente qué tarifa es la óptima en MT, se recurre a la información de la figura 4.15, la cual corresponde a la ventana de la GUI desarrollada. En el campo “Si la calificación fuese Presente en Punta (PP)” se da como resultado a la tarifa MT2, cuyo costo anual asciende a 57 mil nuevos soles. No obstante, al ser este monto superior al de la tarifa actual (MT3), no existe ahorro anual. En cambio, en el campo “Si la calificación fuese Presente Fuera de Punta (FP)”, al tratarse de la misma tarifa actual, el ahorro anual será nulo.

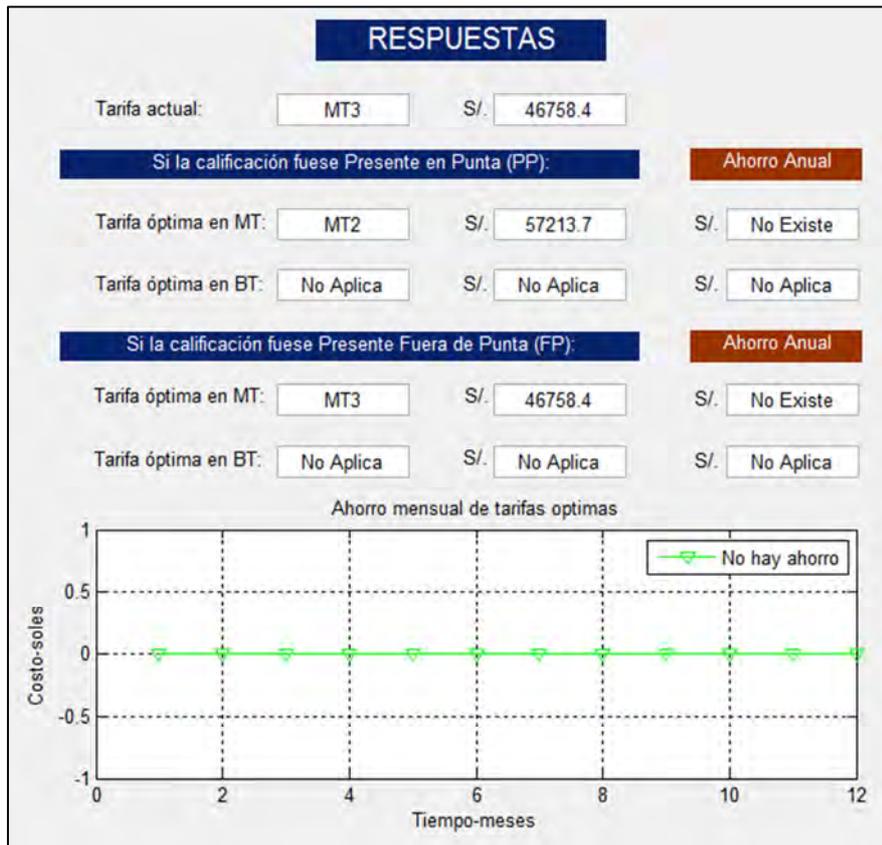


Figura 4.15. Costos y ahorros anuales de tarifas óptimas en MT – S.M. “MASTER”.
Fuente: elaboración propia.

Mientras tanto, en la figura 4.16 se muestran los costos mensuales solo de las tarifas óptimas seleccionadas en MT y la tarifa actual. Nótese que las tarifas MT3-FP óptima y actual se superponen, resultando ser siempre menor a la tarifa MT2.

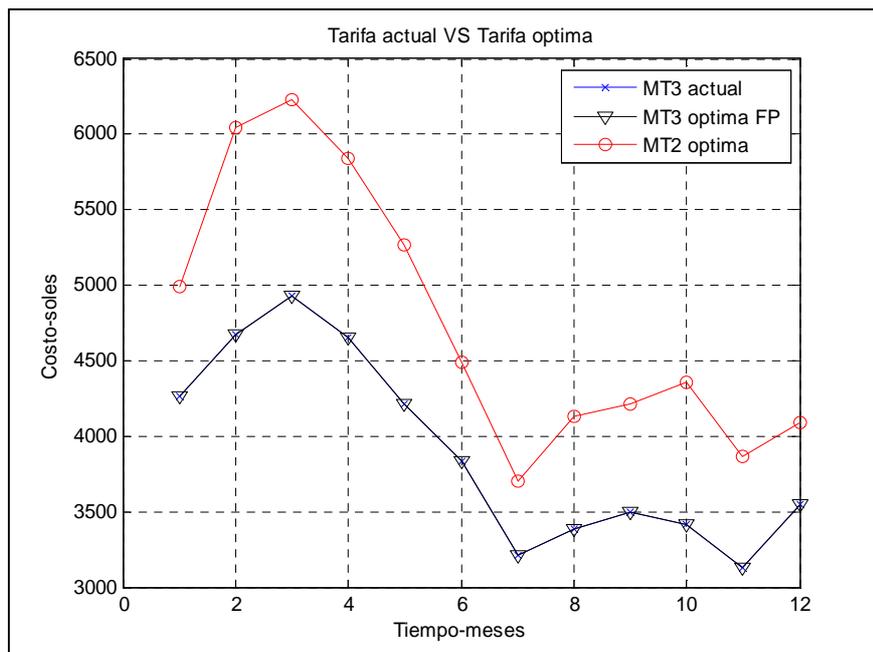


Figura 4.16. Comparación de tarifas óptimas en MT – “MASTER”.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.17 se puede observar la energía activa que debe removerse de horas punta para calificar en fuera de punta. Como este suministro califica siempre en fuera de punta, la energía activa resultante será negativa.

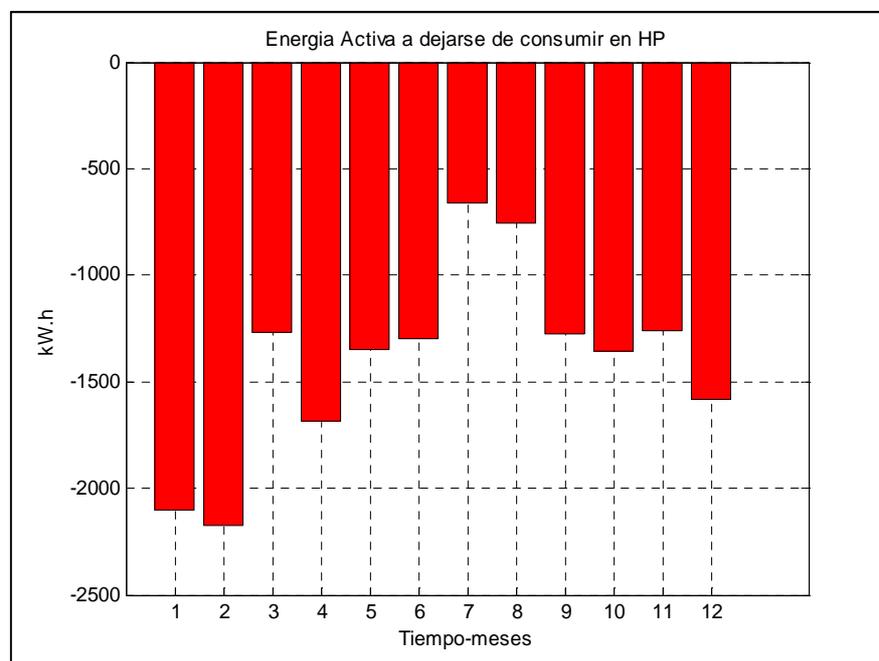


Figura 4.17. Energía activa que debe dejarse de consumir en HP para calificar en FP – “MASTER”.

Fuente: elaboración propia.

Ante la duda si se debe o no considerar la posibilidad de compensar la energía reactiva consumida, en la figura 4.18 se presentan datos de variables importantes en la toma de esta decisión. Obsérvese que no se llega a pagar monto alguno por este concepto.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
FP	0.9962	0.9924	0.9918	0.9934	0.9959	0.9980	0.9997	0.9987	0.9978	0.9985	0.9987	0.9976
kWh	1.2559e+04	1.3513e+04	1.5163e+04	1.3868e+04	1.2436e+04	1.0322e+04	8.3043e+03	9.1361e+03	9.9406e+03	9.8043e+03	8.7679e+03	1.0336e+04
kVARh	1.1045e+03	1.6772e+03	1.9499e+03	1.5954e+03	1.1318e+03	654.5280	218.1760	463.6240	654.5280	531.8040	449.9880	722.7080
Soles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 4.18. Datos importantes para analizar compensación de energía reactiva – “MASTER”. Fuente: elaboración propia.

Evaluación tarifaria en Baja Tensión (BT)

En la figura 4.19 se aprecian los costos mensuales de las tarifas en BT. Las tarifas BT5A, BT5B-NR y BT5B-R no se analizaron debido a que este suministro no cumple con sus condiciones de aplicación. Asimismo, se observa que las tarifas con menores costos son aquellas que califican en fuera de punta, en este caso BT3-FP y BT4-FP. Las otras tarifas las superan por un poco más de 1000 nuevos soles mensuales.

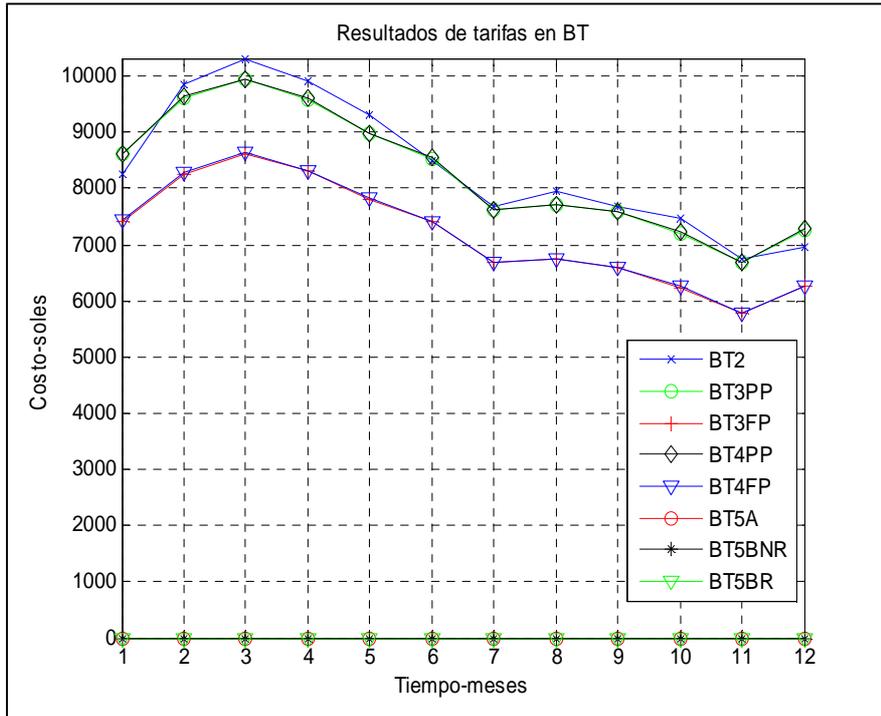


Figura 4.19. Costos mensuales de tarifas en BT – S.M. “MASTER”.
Fuente: elaboración propia.

Como resulta útil conocer cuál es el costo anual de cada una de las tarifas en BT, en la figura 4.20 se muestra dicha información. Se puede observar, precisamente, que las tarifas seleccionadas en la gráfica anterior presentan los menores costos anuales, con una diferencia mayor a 10 mil nuevos soles.

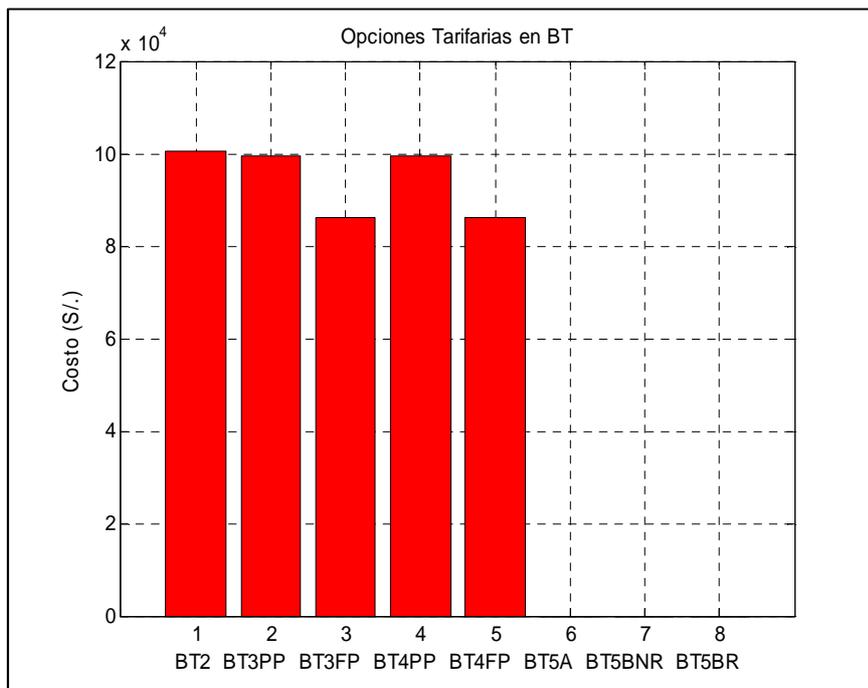


Figura 4.20. Costos anuales de tarifas en BT – “MASTER”.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.21 se observa que la tarifa BT3-FP (tarifa óptima en BT) no presenta ahorros frente a la tarifa actual (MT3-FP), lo mismo que sucede con la tarifa MT2 (tarifa óptima en MT).

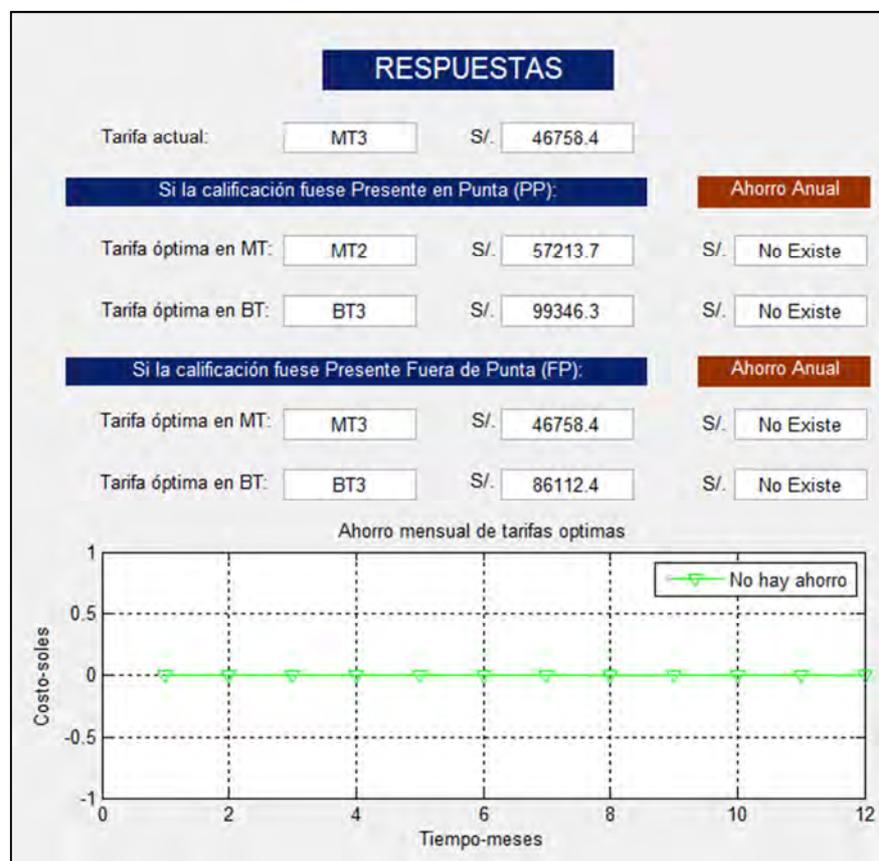


Figura 4.21. Costos y ahorros anuales de tarifas óptimas en BT y MT – “MASTER”.
Fuente: elaboración propia.

Por último, se presenta en la figura 4.22 una comparación de los costos mensuales de las tarifas óptimas en BT y MT con la tarifa actual. La diferencia en los costos de tarifas de es muy apreciable:

- Entre tarifas óptimas presentes en punta (BT3 y MT2): de 3000 a 4000 nuevos soles mensuales a favor de MT2.
- Entre tarifas óptimas presentes en fuera de punta (BT3-FP y MT3-FP): de 3000 a 3500 nuevos soles mensuales a favor de MT3-FP.
- Entre tarifas óptimas en BT (BT3 y BT3-FP): de 1000 a 1500 nuevos soles mensuales a favor de BT3-FP.
- Entre tarifas óptimas en MT (MT2 y MT3-FP o tarifa actual): de 500 a 1200 nuevos soles mensuales a favor de la tarifa actual.

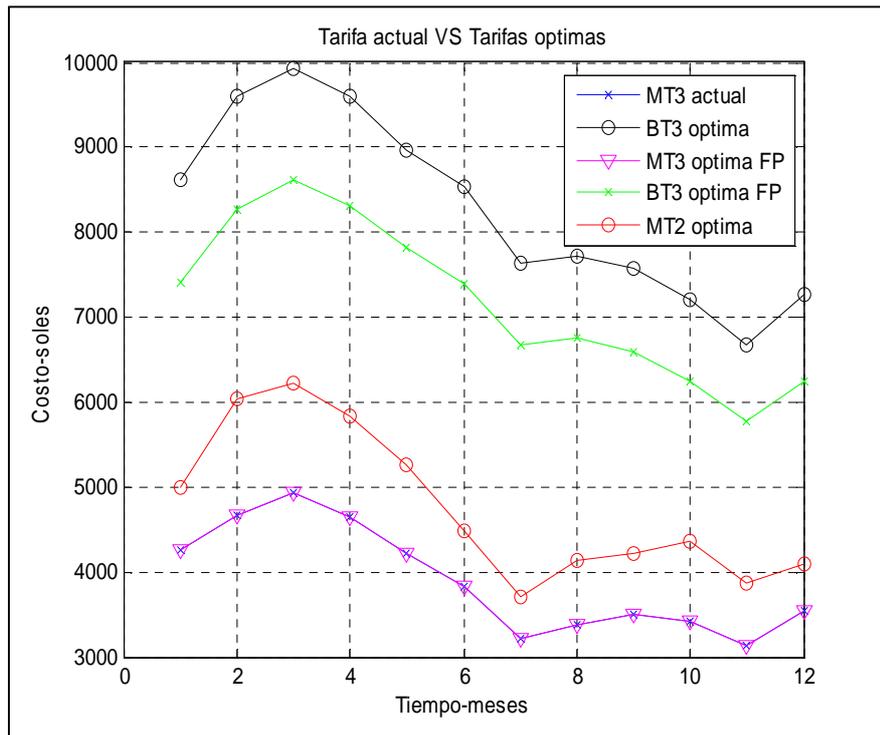


Figura 4.22. Comparación de tarifas óptimas en BT y MT – S.M. “MASTER”.
Fuente: elaboración propia.

Análisis de resultados

En la figura 4.12 se observa que los meses pico de energía activa, energía reactiva y demanda máxima fueron de enero a mayo, siendo febrero y marzo los más elevados. Esta situación se debe al uso de los equipos de aire acondicionado por coincidir con la estación de verano.

Ya que la calificación es en fuera de punta, es lógico pensar que no existe energía activa que deba dejarse de consumir en horas punta. Además, el mínimo factor de potencia es 0.991 y en ningún mes se paga cargo alguno por su utilización. Por ello, se concluye a partir de las figuras 4.18 y 4.21 que la tarifa actual MT3 es la tarifa óptima para el suministro MASTER.

4.2.3. Suministro eléctrico “Av. Las Palmeras”

El suministro “Av. Las Palmeras” involucra el Centro Médico del campus, la iluminación de su estacionamiento y del tramo de pista que empieza en dicho edificio y llega a la altura de las oficinas del Departamento de Mantenimiento.

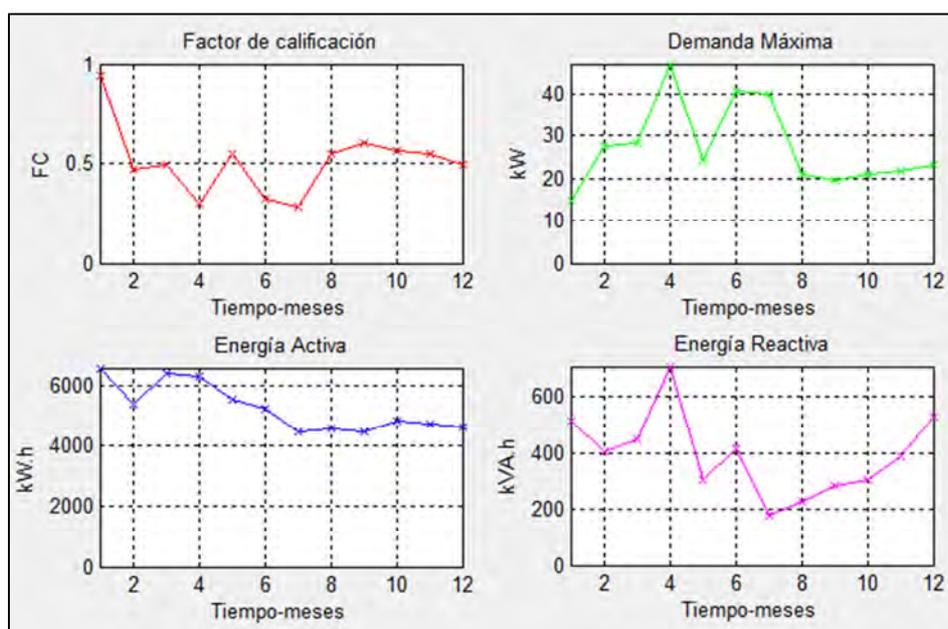
Los datos ingresados por el usuario para realizar la evaluación tarifaria en BT y MT se muestran en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Datos de ingreso para evaluación tarifaria – “Av. Las Palmeras”.

	Evaluación tarifaria en MT	Evaluación tarifaria en BT
Voltaje de consumo	10,000 V	440 V
Uso de propiedad	Comercial	Comercial
Primer mes de data a ingresar	Enero	Enero
Opción tarifaria actual	MT3-PP o MT3-FP	MT3-PP o MT3-FP
Pliego tarifario	Julio-2014 (archivo Excel)	Julio-2014 (archivo Excel)
Datos de consumo	Datos “Av. Las palmeras” (archivo Excel)	Datos “Av. Las Palmeras” (archivo Excel)

Fuente: elaboración propia.

Al ejecutar la aplicación, se obtuvieron las gráficas del factor de calificación, energía activa [kW.h], energía reactiva [kVAR.h] y demanda máxima [kW]. Estas se muestran en la figura 4.23. Lo primero que puede notarse es que el factor de calificación es muy variable: en algunos meses es mayor a 0.5 (califica como presente en punta), mientras que en otros es menor a 0.5 (calificando en fuera de punta).

**Figura 4.23.** Variables relacionadas con el consumo eléctrico – “Av. Las Palmeras”.

Fuente: elaboración propia.

Evaluación tarifaria en Media Tensión (MT)

Los costos mensuales de las tarifas en MT se muestran en la figura 4.24. Se observa claramente que las tarifas MT2, MT3-PP y MT4-PP presentan picos que superan los 2800 nuevos soles. Estos encarecen claramente su costo anual final. Además, las tarifas MT3-FP y MT4-FP tienen mucha similitud, a excepción del mes de junio, donde MT3 hace la gran diferencia con más de 400 nuevos soles menos.

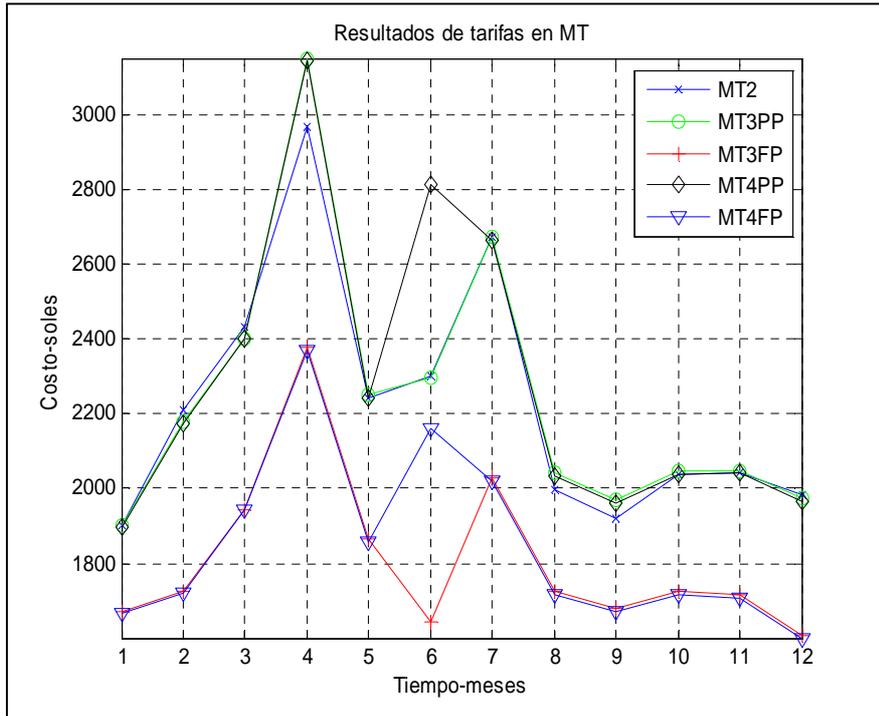


Figura 4.24. Costos mensuales de tarifas en MT – “Av. Las Palmeras”.
Fuente: elaboración propia.

Los costos anuales de las tarifas en MT se muestran en la figura 4.25. En este gráfico de barras se puede observar que la tarifa MT2, además de ser las tarifas en fuera de punta (MT3-FP y MT4-FP), son las que menor costo demandan.

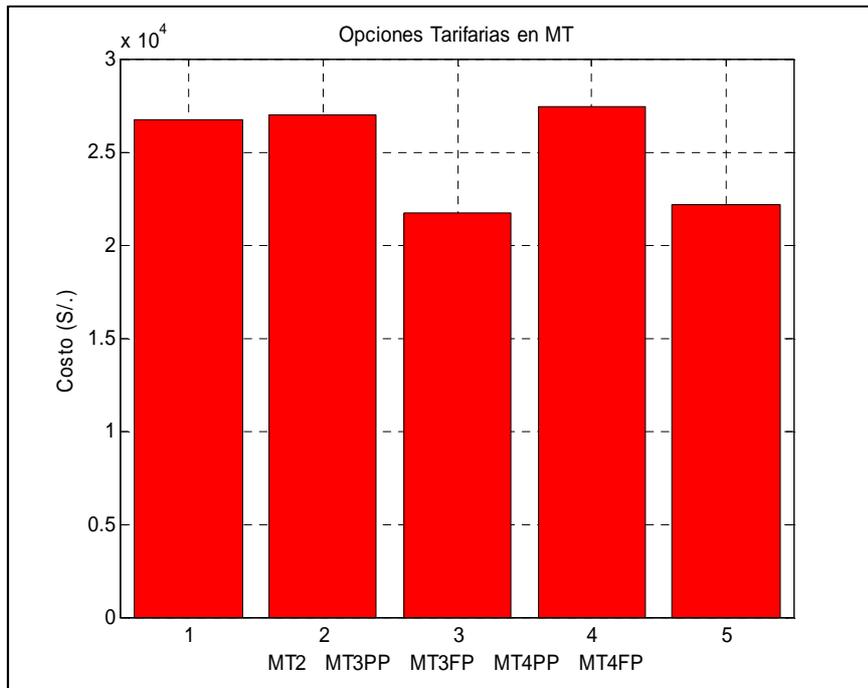


Figura 4.25. Costos anuales de tarifas en MT – “Av. Las Palmeras”.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.26 se aprecian los costos y ahorros anuales de las tarifas óptimas en MT. Obsérvese que la tarifa MT2 no presenta ahorro alguno frente a la tarifa actual MT3. En cambio, si se logra la calificación en fuera de punta para todo el periodo de evaluación, se obtendría un ahorro de mil 800 nuevos soles, manteniendo la misma opción tarifaria (MT3-FP).

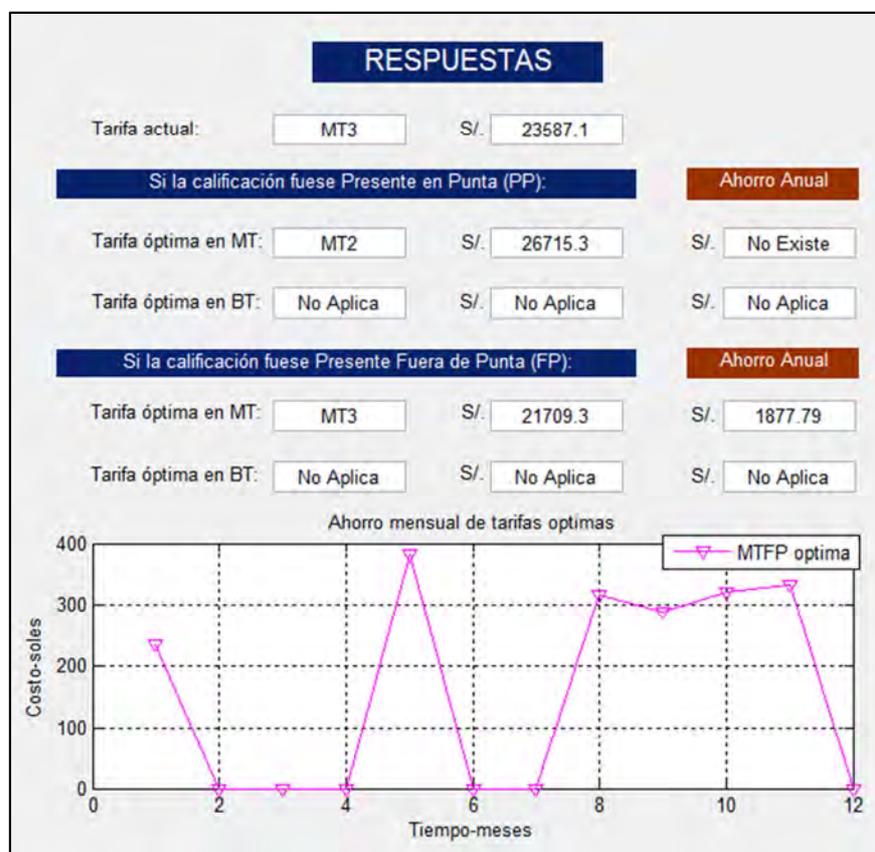


Figura 4.26. Costos y ahorros anuales de tarifas óptimas en MT – “Av. Las Palmeras”.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.27 se comparan los costos mensuales de la tarifa actual con las tarifas óptimas halladas. En este caso, se observa que la tarifa MT3-FP es la que menores costos mensuales demanda, mientras que la tarifa MT2 la supera ampliamente. La tarifa actual MT3 se encuentra entre estas dos.

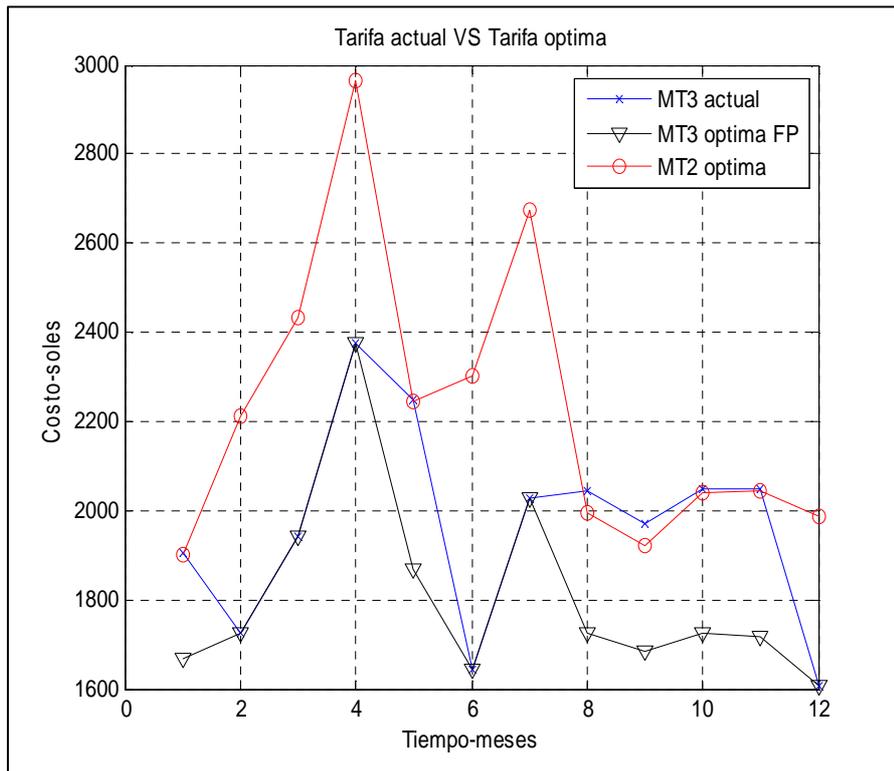


Figura 4.27. Comparación de tarifas óptimas en MT – “Av. Las Palmeras”.
Fuente: elaboración propia.

Si se desea uniformizar la calificación de este suministro y llevarla hacia presente en fuera de punta, se deberá reducir la energía activa consumida en HP en los meses de mayo, agosto, setiembre, octubre y noviembre, en un promedio de 180 kW.h, según la figura 4.28. En el mes de enero, en cambio, se debe hacer un esfuerzo por reducir esta energía activa lo mayor posible.

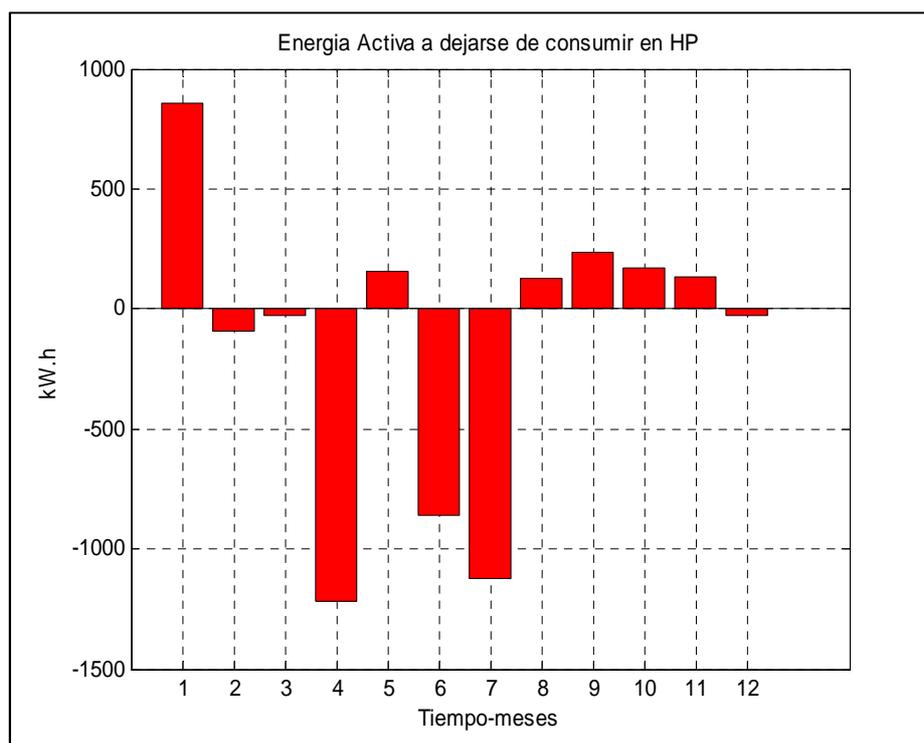


Figura 4.28. Energía activa que debe dejarse de consumir en HP para calificar en FP – “Av. Las Palmeras”. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, los datos necesarios para realizar el análisis de compensación de energía reactiva se muestran en la figura 4.29. Nótese que en ningún mes se paga por concepto de energía reactiva.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
FP	0.9970	0.9972	0.9976	0.9938	0.9985	0.9969	0.9992	0.9987	0.9980	0.9980	0.9967	0.9936
kWh	6572	5.3796e+03	6412	6308	5542	5.2172e+03	4.4476e+03	4.5452e+03	4.4544e+03	4.8296e+03	4724	4632
kVARh	514.4000	402	448.4000	707.6000	302.4000	414	179.6000	228	284	304	384	528
Soles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 4.29. Datos importantes para analizar compensación de energía reactiva – “Av. Las Palmeras”. Fuente: elaboración propia.

Evaluación tarifaria en Baja Tensión (BT)

Al realizar la evaluación tarifaria, según los costos mensuales de las tarifas en BT presentados en la figura 4.30, se puede señalar que la tarifa que demanda el menor costo es la tarifa BT3-FP. Nótese que las tarifas BT5A, BT5B-NR y BT5B-R solo se han analizado en algunos meses, por lo que no se consideran, ya que en los meses restantes se incumplen sus condiciones de aplicación.

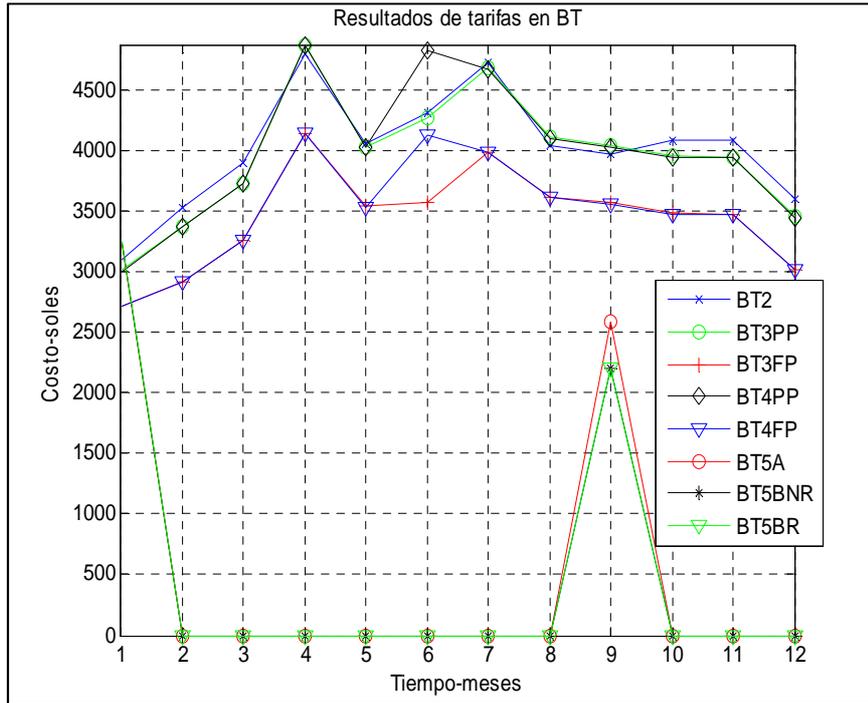


Figura 4.30. Costos mensuales de tarifas en BT – “Av. Las Palmeras”.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.31 se muestra los costos anuales de las tarifas analizadas en BT. Claramente se aprecia que las tarifas BT5A, BT5B-NR y BT5B-R no deben ser tomadas en cuenta. Por otro lado, es la tarifa BT3-FP la que menor costo anual demanda (menor a 45 mil nuevos soles), aunque por poco margen frente a la tarifa BT4-FP.

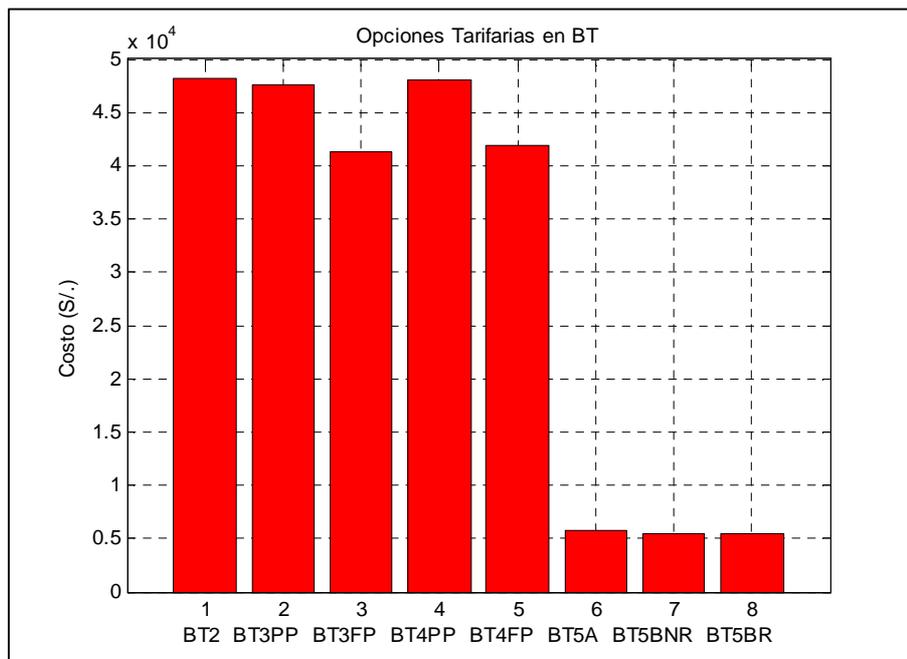


Figura 4.31. Costos anuales de tarifas en BT – “Av. Las Palmeras”.
Fuente: elaboración propia.

Los costos de las tarifas óptimas, tanto en MT como en BT, aparecen en la figura 4.32. Entre las opciones tarifas resultantes MT3 y BT3 existe una diferencia de poco más de 20 mil nuevos soles a favor de la tarifa MT3. Al coincidir, precisamente, la tarifa óptima con la tarifa actual MT3, el ahorro resulta ser nulo.

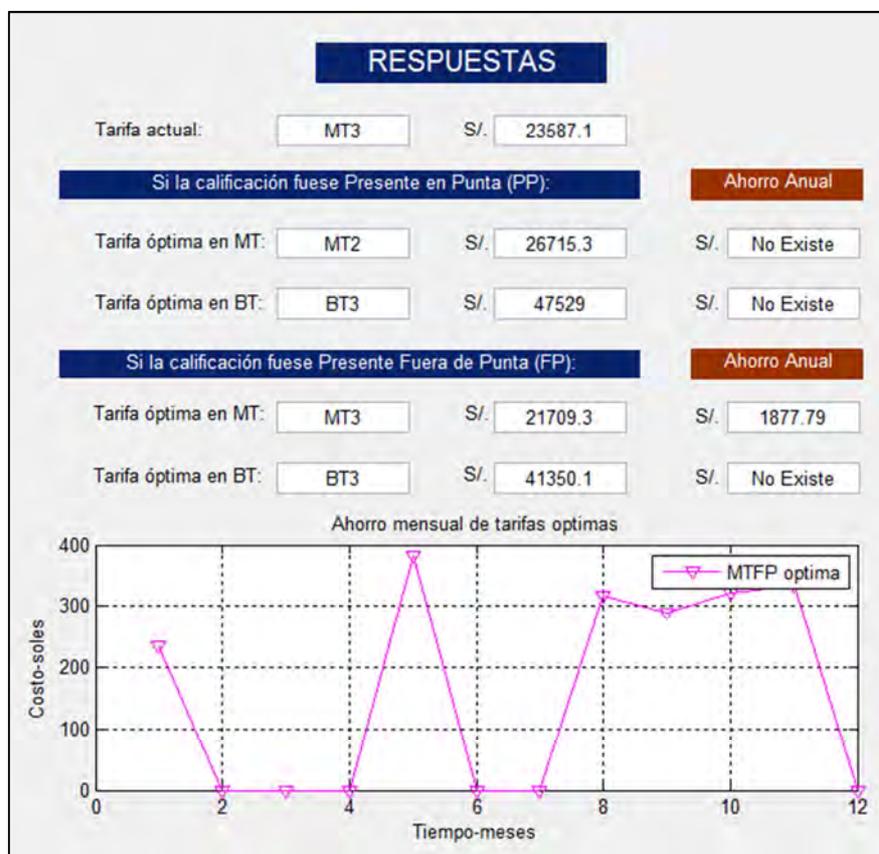


Figura 4.32. Costos y ahorros anuales de tarifas óptimas en BT y MT – “Av. Las Palmeras”. Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.33 se realiza una comparación entre las tarifas óptimas seleccionadas por la aplicación y la tarifa actual. El resultado es muy claro: la tarifa óptima MT3-FP es la tarifa que menor costo demanda, mientras que las tarifas óptimas en BT demandan mayores costos mensuales, con mil a 2 mil nuevos soles mensuales adicionales.

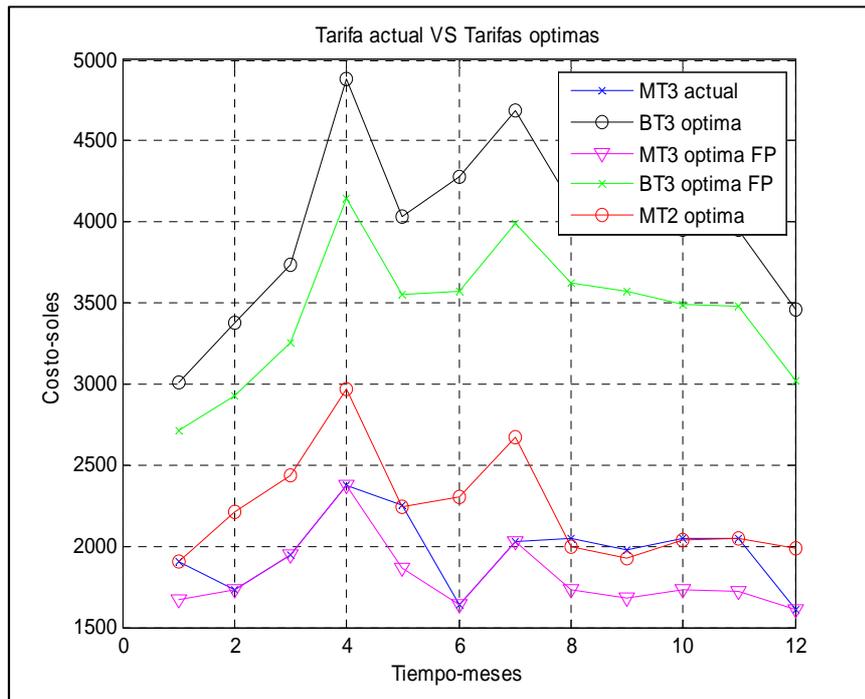


Figura 4.33. Comparación de tarifas óptimas en BT y MT– “Av. Las Palmeras”.
Fuente: elaboración propia.

Análisis de resultados

En los gráficos de demanda máxima, energía activa y energía reactiva de la figura 4.23, existen picos que perjudican en gran manera la facturación del suministro eléctrico. Estos ocurren específicamente en los meses de enero, abril y junio, y guardan mucha relación con el incremento de las actividades en el Centro Médico de la Universidad.

Para este suministro, el mínimo factor de potencia fue de 0.993 y no se realizó pago alguno por consumo de energía reactiva (véase la figura 4.29), debido a que ya se cuenta con un banco de condensadores.

De la figura 4.32 se podría concluir que la tarifa óptima para este suministro es la tarifa MT3-FP (con 21 mil 700 nuevos soles), con un ahorro total de mil 800 nuevos soles respecto a la tarifa actual. También se puede observar que los costos de las tarifas en BT son mucho mayores que los de las tarifas en MT, de 78 a 90% más costosas.

Esta conclusión toma fuerza al observar que, en la figura 4.28, la energía activa que debe dejarse de consumir en horas punta para lograr este cometido es en promedio 180 kW.h y no en todos los meses, sino solo en mayo, agosto, setiembre, octubre y noviembre. En enero deben tomarse medidas adicionales para disminuir el pico de energía activa en horas punta en exceso que se tiene.

Por tanto, la tarifa óptima es la tarifa MT3-FP, por lo cual se debe calificar como presente fuera de punta para obtener los ahorros estimados equivalentes al 8% del costo actual. Mientras se logra dicho cometido, la tarifa actual MT3 resulta ser la más adecuada para este suministro.

4.2.4. Suministro eléctrico “Facultad de Ciencias de la Educación”

Este suministro lo conforman la Facultad de Ciencias de la Educación, el centro de copiado y la cafetería. Los datos ingresados por el usuario para realizar la evaluación tarifaria en BT y MT se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Datos de ingreso para evaluación tarifaria.

	Evaluación tarifaria en MT	Evaluación tarifaria en BT
Voltaje de consumo	10,000 V	440 V
Uso de propiedad	Comercial	Comercial
Primer mes de data a ingresar	Enero	Enero
Opción tarifaria actual	MT3-PP	MT3-PP
Pliego tarifario	Julio-2014 (archivo Excel)	Julio-2014 (archivo Excel)
Datos de consumo	Datos “Facultad de Ciencias de la Educación” (archivo Excel)	Datos “Facultad de Ciencias de la Educación” (archivo Excel)

Fuente: elaboración propia.

Al ejecutar la aplicación se obtuvieron las gráficas del factor de calificación, energía activa [kW.h], energía reactiva [kVAR.h] y demanda máxima [kW]. Estas se muestran en la figura 4.34.

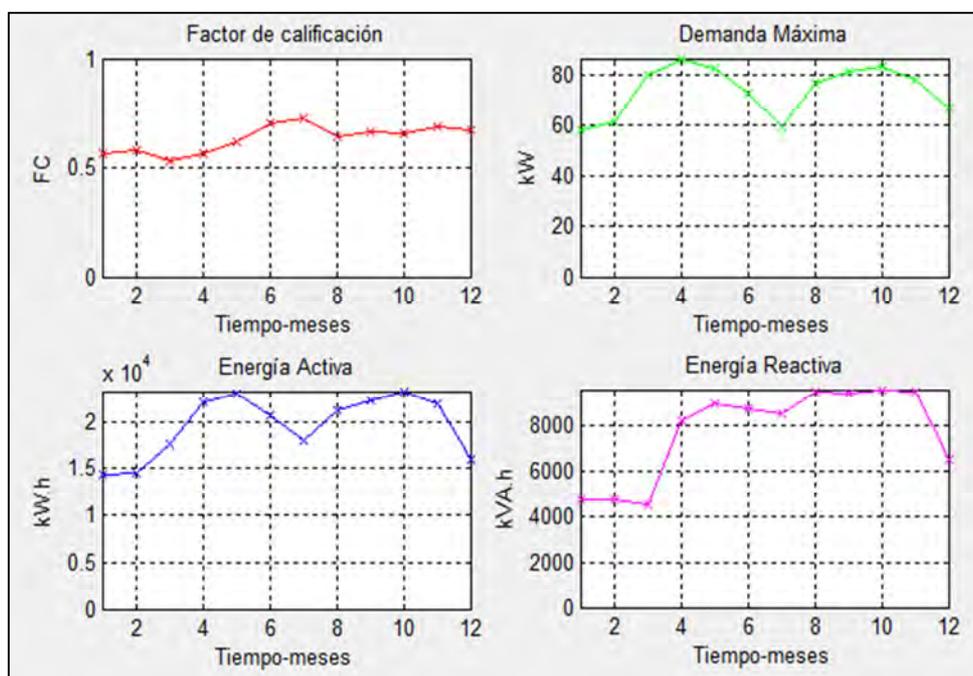


Figura 4.34. Variables relacionadas con el consumo eléctrico – “Facultad de Ciencias de la Educación”.

Fuente: elaboración propia.

Evaluación tarifaria en Media Tensión (MT)

Los costos mensuales de las tarifas en MT se muestran en la figura 4.35. Las tarifas MT2, MT3-PP y MT4-PP se encuentran en la parte superior de la gráfica, mientras que las tarifas MT3-FP y MT4-FP están en la parte inferior, por lo que resultan como las más económicas.

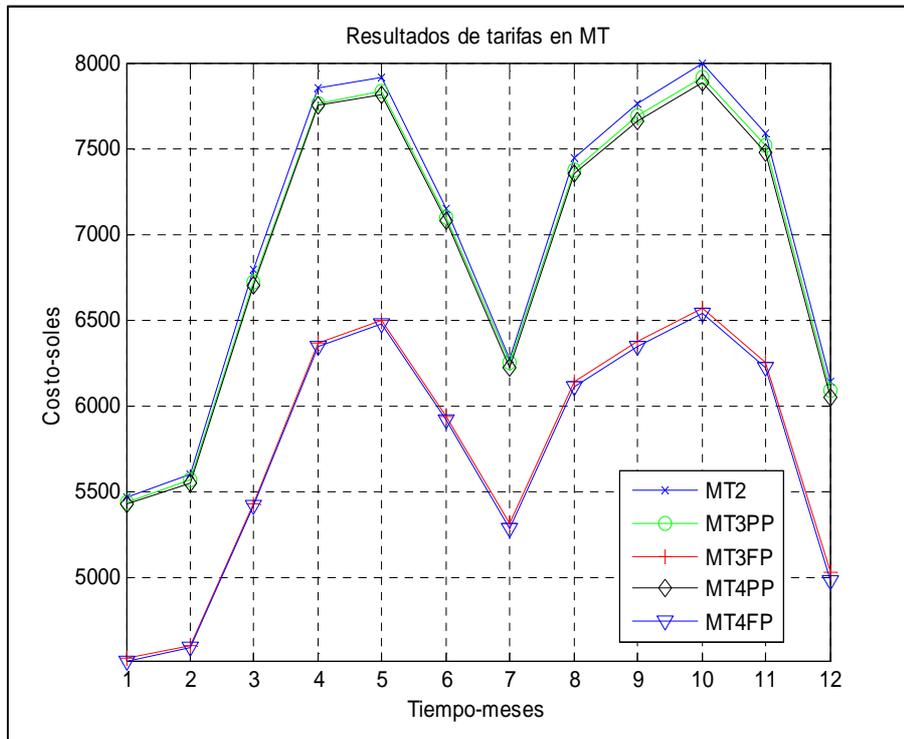


Figura 4.35. Costos mensuales de tarifas en MT – “Facultad de Ciencias de la Educación”.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.36 se observan los costos anuales de las tarifas en MT. Nótese que las tarifas MT2, MT3-PP y MT4-PP presentan costos similares (por encima de 80 mil nuevos soles). En cambio, las tarifas MT3-FP y MT4-FP presentan costos similares e inferiores a 70 mil nuevos soles, con lo que la diferencia con las tarifas anteriores supera los 10 mil nuevos soles.

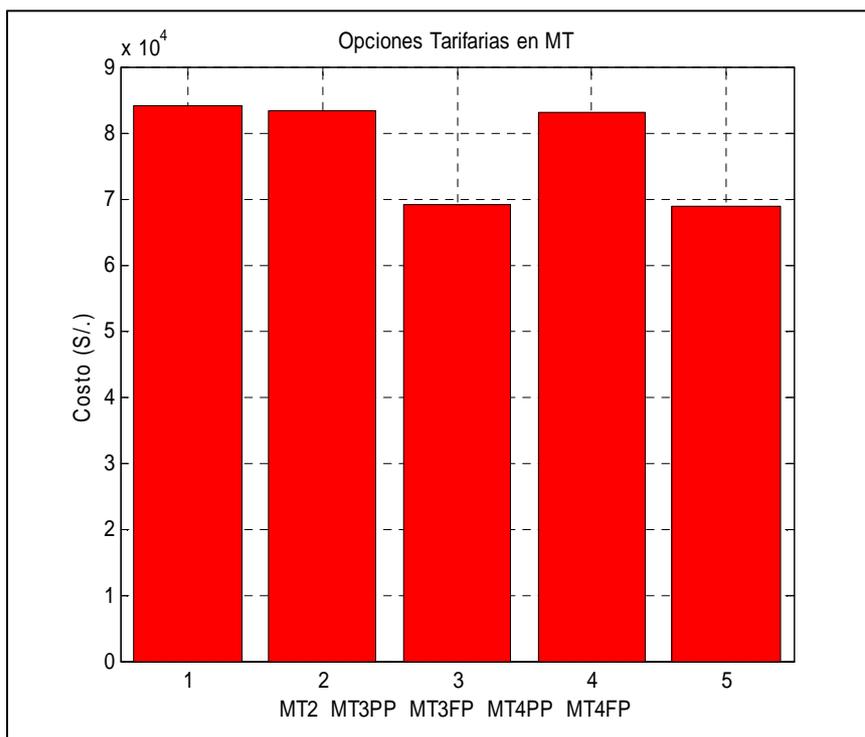


Figura 4.36. Costos anuales de tarifas en MT – “Facultad de Ciencias de la Educación”.
Fuente: elaboración propia.

Para obtener las cifras exactas de las diferencias entre la tarifa MT2 y las tarifas presentes en punta (MT3 y MT4), se recurre a la ventana de la GUI “Tarifa Óptima”, en la figura 4.37. En ella se puede apreciar que cambiando a la tarifa MT4 presente en punta, se obtiene un ahorro de 300 nuevos soles. No obstante, si se lograra calificar en fuera de punta, se conseguiría un ahorro significativo de más de 13 mil nuevos soles con la misma tarifa MT4.

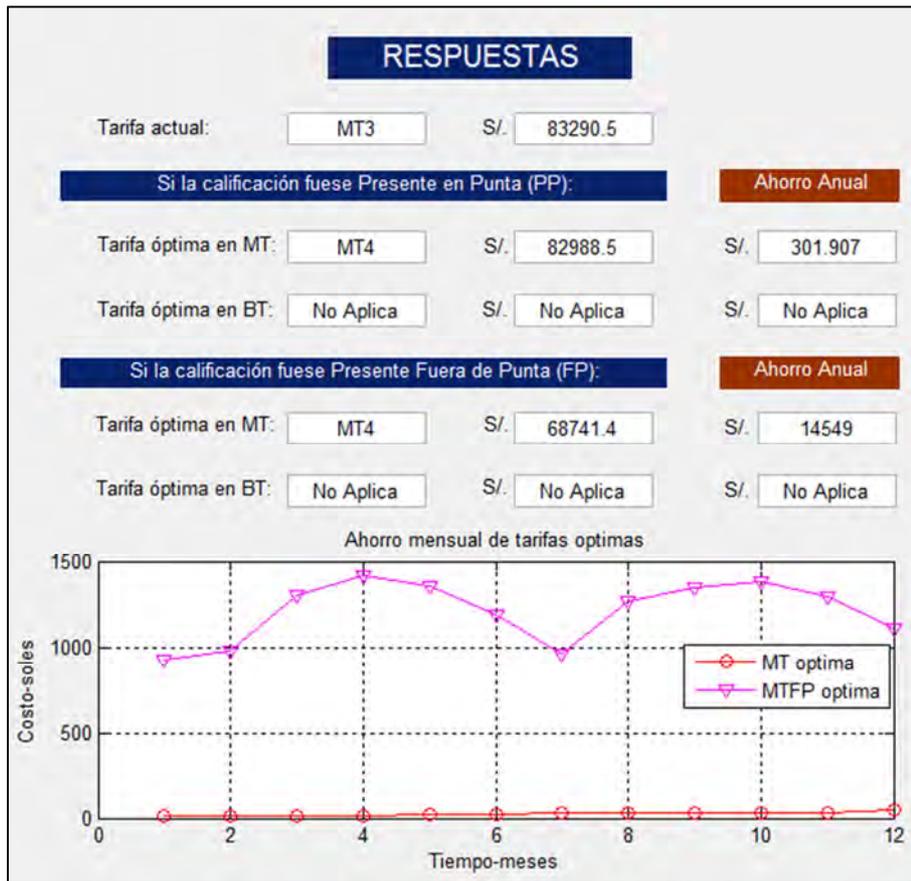


Figura 4.37. Costos y ahorros anuales de tarifas óptimas en MT – “Facultad de Ciencias de la Educación”.
Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.38 se muestran los costos mensuales de las tarifas óptimas en BT y MT halladas recientemente, para ser comparadas con la tarifa actual (MT3). De lograr calificar en fuera de punta, el ahorro mensual podría superar los mil nuevos soles al mes con la tarifa MT4.

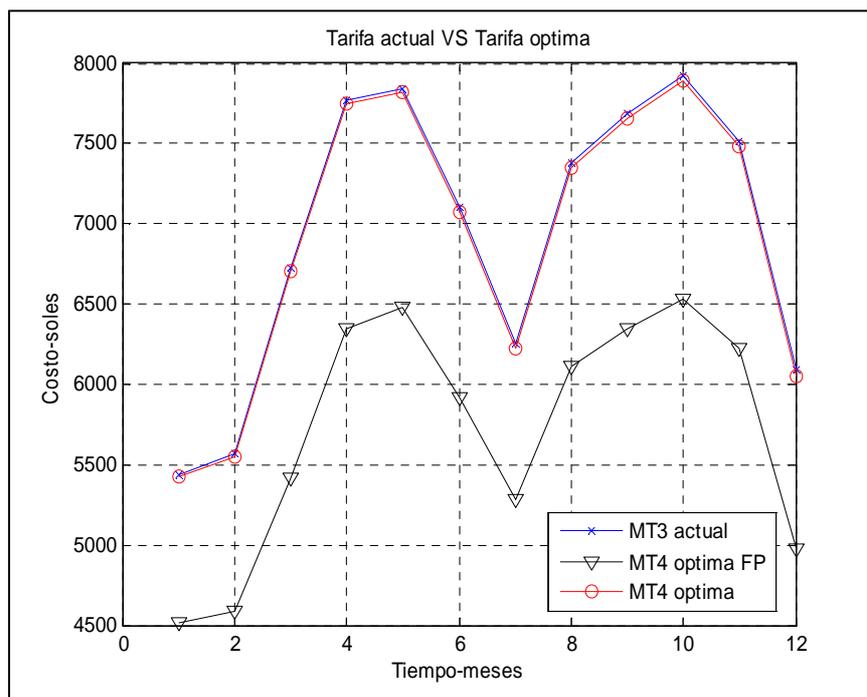


Figura 4.38. Comparación de tarifas óptimas en MT – “Facultad de Ciencias de la Educación”. Fuente: elaboración propia.

Si se desea calificar en fuera de punta, la energía activa que debe dejarse de consumir en horas punta para lograr dicho propósito se encuentra en la figura 4.39. De enero a abril, el promedio de esta energía activa resulta ser 550 kW.h, mientras que en los meses restantes (de mayo a diciembre), este valor aumenta a 1590 kW.h.

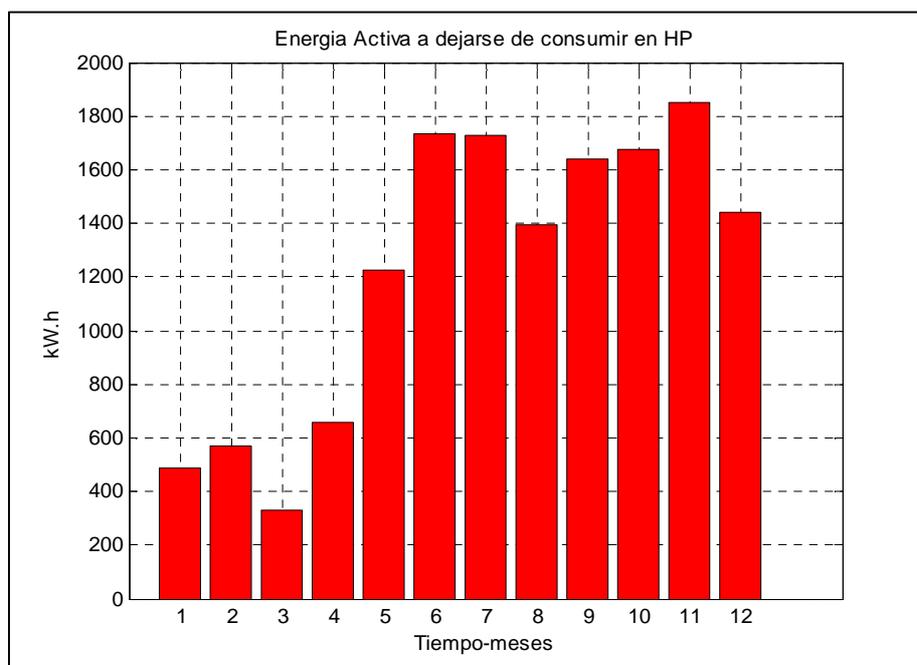


Figura 4.39. Energía activa que debe dejarse de consumir en HP para calificar en FP – “Facultad de Ciencias de la Educación”. Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.40 se muestran datos del factor de potencia (FP), la energía activa [kW.h], la energía reactiva [kVAR.h], así como el costo mensual de esta última. De abril en adelante se observa que el pago por este cargo oscila entre 57 y 112 nuevos soles, pero al comparar dichos montos con el menor recibo mensual pagado a lo largo del año (cuyo monto asciende a 6 mil nuevos soles), no representa ni el 2% de dicha cantidad.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
FP	0.9499	0.9505	0.9694	0.9371	0.9320	0.9209	0.9044	0.9129	0.9217	0.9251	0.9183	0.9259
kWh	1.4332e+04	1.4482e+04	1.7659e+04	2.2077e+04	2.3032e+04	2.0591e+04	1.8041e+04	2.1191e+04	2.2227e+04	2.3291e+04	2.1927e+04	1.5941e+04
kVARh	4.7182e+03	4.7318e+03	4.4727e+03	8.2227e+03	8.9591e+03	8.7136e+03	8.5091e+03	9.4773e+03	9.3545e+03	9.5591e+03	9.4500e+03	6.5045e+03
Soles	15.0290	13.9031	0	57.4237	73.5787	91.0554	111.1757	112.0080	96.4404	92.3282	103.0982	61.8296

Figura 4.40. Datos importantes para analizar compensación de energía reactiva – “Facultad de Ciencias de la Educación”.
Fuente: elaboración propia.

Evaluación tarifaria en Baja Tensión (BT)

Al realizar la evaluación tarifaria en BT se encontró que los menores costos mensuales lo tienen las tarifas BT3-FP y BT4-FP (véase la figura 4.41). Asimismo, las tarifas BT5A, BT5B-NR y BT5B-R no se analizaron al incumplirse sus condiciones de aplicación (se supera ampliamente el límite de máxima demanda, no mayor a 20 kW en horas punta y horas fuera de punta, o de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta). Esto se puede corroborar en los datos de consumo para este suministro detallados en el anexo C.

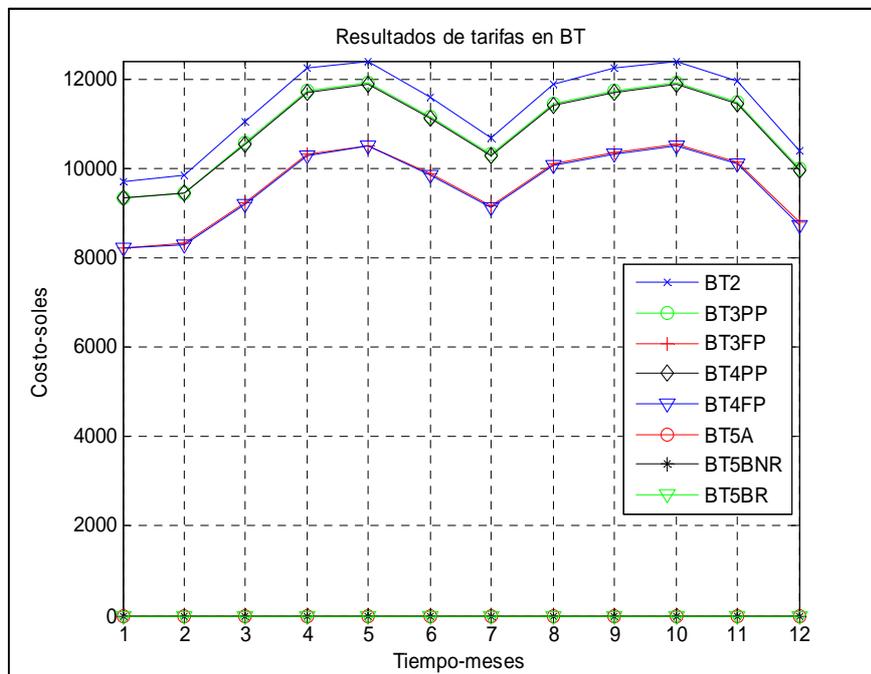


Figura 4.41. Costos mensuales de tarifas en BT – “Facultad de Ciencias de la Educación”.
Fuente: elaboración propia.

Los costos anuales de las tarifas analizadas en BT se muestran en la figura 4.42. Se puede observar que los costos de las tarifas BT3-FP y BT4-FP son muy similares, además de ser los menores (entre 110 y 120 mil nuevos soles). Por otro lado, las tarifas BT3-PP y BT4-PP resultan ser entre 12 y 14% más costosas que las anteriores (aproximadamente en 15 mil nuevos soles).

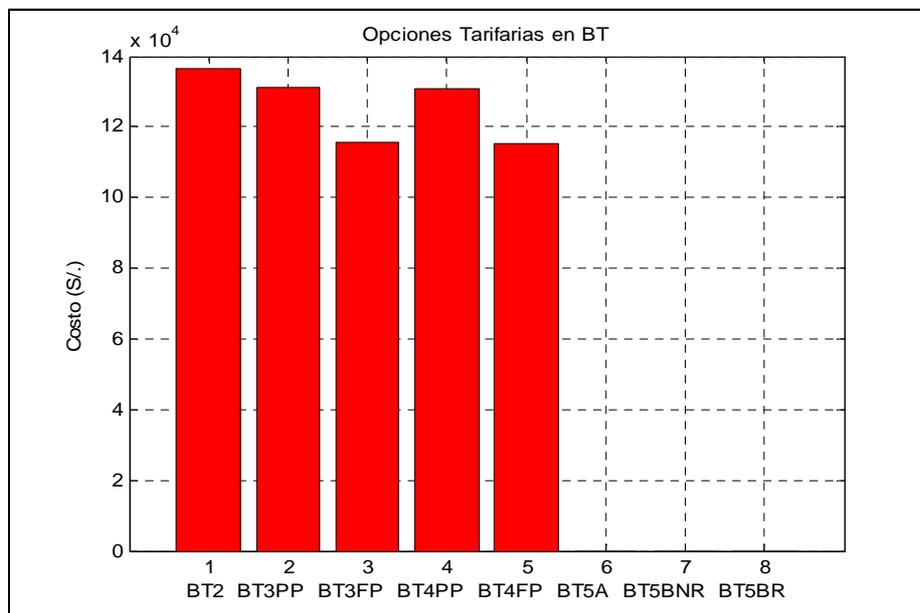


Figura 4.42. Costos anuales de tarifas en BT – “Facultad de Ciencias de la Educación”.

Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.43 se presentan los costos y ahorros anuales de las tarifas óptimas en BT y MT seleccionadas por la aplicación. Se observa que la opción tarifaria BT4-PP (presente en punta) demanda un costo que asciende a 131 mil nuevos soles, aunque si logra calificar en fuera de punta, la misma tarifa BT4 tiene un costo de 115 mil nuevos soles, 12% menos que la anterior. No obstante, con ninguna de las dos opciones se consigue ahorro alguno con respecto a la tarifa actual (MT3).

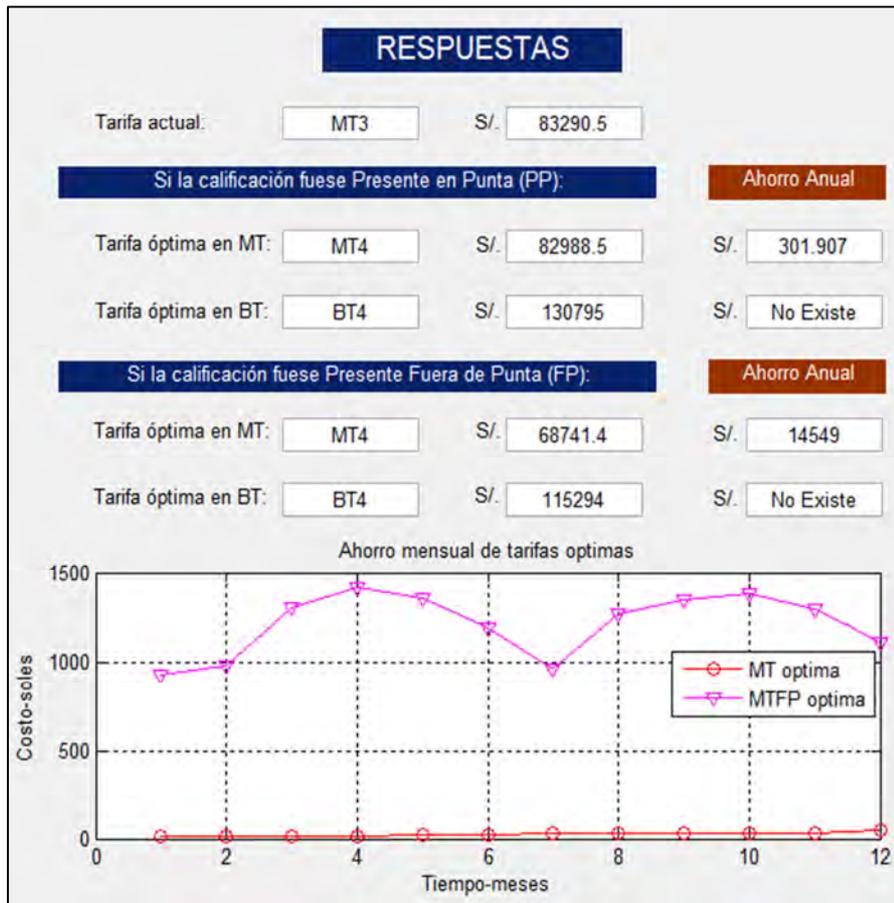


Figura 4.43. Costos y ahorros anuales de tarifas óptimas en BT y MT – “Facultad de Ciencias de la Educación”.
Fuente: elaboración propia.

Para finalizar, en la figura 4.44 se realiza la comparación de los costos mensuales entre las tarifas óptimas en MT y BT seleccionadas, notando que las opciones tarifarias en BT son ampliamente superiores en costo a las de MT, por lo que quedan descartadas.

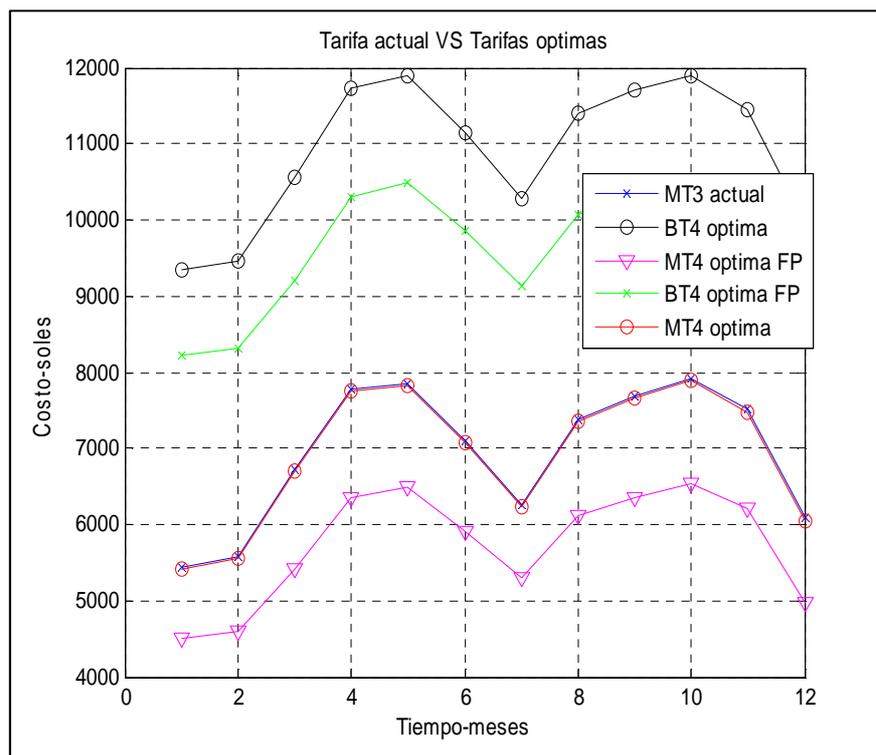


Figura 4.44. Comparación de tarifas óptimas en BT – “Facultad de Ciencias de la Educación”. Fuente: elaboración propia.

Análisis de resultados

Se puede apreciar en la figura 4.34 que la calificación se da en presente en punta durante todos los meses analizados. Por otro lado, en el mes de julio existe una disminución en el consumo debido a que coincide con el término del semestre académico, mientras que enero y febrero coinciden con los meses de vacaciones.

Se puede concluir que la tarifa óptima es MT4, Se obtiene un ahorro del 17% (15 mil nuevos soles) con respecto a la tarifa actual (MT3) y a la tarifa MT4-PP, si se logra calificar en fuera de punta; mientras que en presente en punta (MT4-PP) solo permite un ahorro del 0.4% (302 nuevos soles) con respecto a la tarifa actual.

Para calificar en fuera de punta, se debe conocer cuánta energía activa debe dejarse de consumir en horas punta. En este caso, al observar la figura 4.39, parece ser factible dicha modificación (de enero a abril se tiene un promedio 550 kW.h, mientras que en los meses restantes este valor aumenta a 1590 kW.h).

Además, el factor de potencia (FP) en ningún caso es menor a 0.9, por ello no se necesita compensar la energía reactiva (en este caso, ya existe un banco de condensadores para este suministro).

4.3. Resumen de resultados

En el apartado anterior se presentaron los resultados obtenidos de las evaluaciones tarifarias realizadas a cada uno de los suministros eléctricos analizados. Al finalizar cada evaluación, se realizó el análisis correspondiente para dar con la opción tarifaria más conveniente para cada caso.

En la tabla 4.6 se puede apreciar un resumen de los resultados obtenidos. Se recuerda que los costos y ahorros de las tarifas óptimas resultantes no son necesariamente los que se obtendrían en la realidad, ya que no se consideran conceptos como IGV, el aporte por Ley N° 28749, además de las medidas a tomarse en cuenta para lograr la calificación en fuera de punta. Sin embargo, estos resultados son referenciales y permiten tener una idea de la magnitud de los ahorros que se podrían lograr eligiendo adecuadamente la tarifa eléctrica.

De los cuatro suministros analizados, solo el correspondiente al “MASTER” logra calificar como presente en fuera de punta, mientras que el penúltimo (Av. Las Palmeras) presenta una calificación de potencia que alterna entre presente en punta (PP) y en fuera de punta (FP). Los suministros restantes califican siempre como presentes en punta. Se debe tratar que estos suministros califiquen en fuera de punta, para conseguir mayores ahorros en la facturación eléctrica.

En el suministro “San Eduardo 330” se encontró que consiguiendo la opción tarifaria MT3-FP se logra un ahorro de 57 mil 765 nuevos soles, equivalente al 14% del costo de la tarifa actual MT3, cuyo costo asciende a 421 mil 857 nuevos soles. Para calificar en fuera de punta, se debe reducir la energía activa en horas de punta en un promedio de 2500 kW.h mensual.

Situación similar ocurre en el suministro “Facultad de Ciencias de la Educación”. Se determinó que con la tarifa MT4-PP se consigue un ahorro anual del 0.4% (302 nuevos soles) con respecto a la tarifa actual MT3-PP, cuyo costo anual asciende a 83 mil nuevos soles aproximadamente. No obstante, calificando en fuera de punta, con la opción tarifaria MT4-FP se logra un ahorro del 17% (cerca de 15 mil nuevos soles). Esta última opción demandaría reducir el consumo de energía activa en horas punta, en promedio, 550 kW.h de enero a abril y 1590 kW.h en el resto del año.

En el suministro “Av. Las Palmeras” se encontró que la opción tarifaria actual MT3 es la tarifa óptima, considerando y manteniendo el factor de calificación de cada mes. El monto de esta tarifa asciende a 23 mil nuevos soles. Sin embargo, de lograr calificar todos los meses en fuera de punta, se consigue un ahorro anual de 1800 nuevos soles, equivalente al 8% del costo actual. Para alcanzar dicha calificación, se debe reducir la energía activa en horas punta en promedio 180 kW.h los meses de mayo, agosto, setiembre, octubre y noviembre.

En cambio, en el suministro “MASTER” se comprobó que la tarifa actual MT3-FP es la tarifa óptima, con un costo anual de 46 mil nuevos soles. Por lo tanto, no se necesita cambiar de opción tarifaria.

Tabla 4.6. Resumen de resultados.

Suministro Eléctrico	Tarifa actual	Costo tarifa actual (S/.)	Tarifas óptimas								Tarifa óptima resultante	
			Media Tensión (MT)				Baja Tensión (BT)					
			Tarifa PP	Ahorro PP (S/.)	Tarifa FP	Ahorro FP (S/.)	Tarifa PP	Ahorro PP (S/.)	Tarifa FP	Ahorro FP(S/.)	Propuesta 1	Propuesta 2
San Eduardo 330	MT3	421,857	MT2	No existe	MT3	57,765	BT3	No existe	BT3	No existe	MT3-FP	MT3
MASTER	MT3	46,758	MT2	No existe	MT3	0	BT3	No existe	BT3	No existe	MT3	MT3
Av. Las Palmeras	MT3	23,587	MT2	No Existe	MT3	1,877	BT3	No existe	BT3	No existe	MT3-FP	MT3
Facultad de Ciencias de la Educación	MT3	83,290	MT4	302	MT4	14,550	BT4	No existe	BT4	No existe	MT4-FP	MT4-PP

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 4.7 se muestra el resumen de los costos y ahorros totales por suministro eléctrico y por propuesta dada. En la propuesta N° 1 se considera que el usuario logra la calificación en fuera de punta para todos sus suministros, consiguiendo un ahorro anual del 13% (74 mil nuevos soles). En cambio, en la propuesta N° 2 no se toma en cuenta el factor de calificación, con lo cual el ahorro obtenido resulta ser del 0.05% (302 nuevos soles). Con esta información final se concluye que es conveniente tratar de conseguir la calificación como presente en fuera de punta para todos los suministros eléctricos analizados.

Además, en ningún caso es conveniente realizar compensación de energía reactiva, ya que en todos los casos el factor de potencia está entre 0.9 y 1 (intervalo adecuado para estas instalaciones eléctricas), y si se llega a pagar alguna suma por este cargo, este monto no supera en ningún caso el 2% del recibo total. Además, se mencionó que en dichas instalaciones ya existe un banco de condensadores que realiza esta tarea.

Tabla 4.7. Resumen de costos y ahorros totales.

Suministro	Tarifa actual	Costo tarifa actual (S/.)	Propuesta N° 1	Costo propuesta N° 1 (S/.)	Propuesta N° 2	Costo propuesta N° 2 (S/.)	Ahorro*	
							Prop. N° 1	Prop. N° 2
San Eduardo 330	MT3	421,857	MT3-FP	364,092	MT3	421,857	57,765 (14%)	0 (0%)
MASTER	MT3	46,758	MT3	46,758	MT3	46,758	0 (0%)	0 (0%)
Av. Las Palmeras	MT3	23,587	MT3-FP	21,709	MT3	23,587	1,877 (8%)	0 (0%)
Facultad de Ciencias de la Educación	MT3	83,290	MT4-FP	68,741	MT4-PP	82,988	14,549 (17%)	302 (0.4%)
TOTAL		575,492		501,300		585,642	74,191 (13%)	302 (0.05%)

Fuente: elaboración propia.

(*): Ahorros determinados con respecto a la tarifa actual en (S/.).

Conclusiones

Luego de desarrollar este trabajo aplicativo, y teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se puede concluir lo siguiente:

Poseer un suministro eléctrico en MT resulta entre 15% y 30% más económico que tenerlo en BT. A esto debe sumarse el costo de los dispositivos que se necesitan para convertir la energía eléctrica, aunque estos a largo plazo no representen un costo mayor.

El consumo de energía y potencia eléctrica en horario fuera de punta resulta muy económico a comparación del mismo pero en horas punta. Esto se deduce de los costos de aquellas tarifas que contemplan la diferenciación de costos por consumo de potencia según el horario (MT3, MT4, BT3 y BT4). Por ello, el monto pagado al calificar como presente en fuera de punta es mucho menor al que resulta de calificar como presente en punta. En este trabajo se encontró que para opciones tarifarias en MT, la diferencia es de 16 a 19%, mientras que para tarifas en BT, esta diferencia llega a ser del 11 a 13%.

De los cuatro suministros eléctricos de la Universidad de Piura analizados en el presente trabajo, solo en el suministro “Facultad de Ciencias de la Educación” se logran ahorros solo con cambiar la tarifa eléctrica actual a la seleccionada como óptima por la aplicación “Tarifa Óptima”. Este ahorro asciende a 302 nuevos soles, 0.05% del monto total (los cuatro suministros durante los doce meses analizados).

En los sistemas de medición “San Eduardo 330”, “Av. Las Palmeras” y “Facultad de Ciencias de la Educación” se pueden lograr ahorros significativos si se llevan a cabo las acciones correspondientes para cambiar la calificación de potencia actual y lograr que resulte en fuera de punta. En este caso, los ahorros alcanzarían la suma de 74 mil 192 nuevos soles aproximadamente, 13% del costo total.

La aplicación desarrollada “Tarifa Óptima” es una herramienta muy útil y sencilla que permitirá a los usuarios de la región Piura, y también de otros departamentos del país, seleccionar la opción tarifaria que más le convenga según su consumo eléctrico. Esta versión de la aplicación tendrá vigencia hasta que cambie la normatividad del sector eléctrico en cuestión de regulación tarifaria.

Bibliografía

- Aliaga, R. (2008). Optimización de costos en la facturación eléctrica aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una correcta aplicación del marco regulatorio y la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento DL25844 – DS 093-2003. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú.
- Barragán, D. (2008). *Manual de interfaz gráfica de usuario en MATLAB. Parte I.* Ecuador.
- Borrero, E. (2011). *Herramienta Software para el Control Remoto de una Fuente de Alimentación mediante una Interfaz Gráfica.* Escuela Superior de Ingenieros. Universidad de Sevilla. España.
- Castellvi, P. & Peñaranda, A. (2000). *Corriente alterna. Teoría y problemas.* Departamento de Física Aplicada. Universidad Politécnica de Cataluña. España.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES-SINAC (2013). *Estadística de operación 2013.* Dirección de Planificación de Transmisión / Subdirección de Gestión de la Información. Lima, Perú.
- Condumex (2009). *Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión.* Servicios Condumex S.A. 5ta Edición. ISBN 968-7987-13-8. México.
- Dammert, A., García, R. & Molinelli, F. (2010). *Regulación y supervisión del sector eléctrico.* Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú.
- Dammert, A., Molinelli, F. & Carbajal, M.A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano.* Osinergmin. Lima, Perú.
- Dirección General de Electricidad – DGE (2002a). *Norma DGE-Terminología en electricidad.* R.M. N° 091-2002-EM/VME. Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.
- Dirección General de Electricidad – DGE (2002b). *Norma DGE-Símbolos Gráficos en Electricidad.* R.M. N° 091-2002-EM/VME. Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.
- Dirección General de Electricidad – DGE (2008). *Manual de sustentación del Código Nacional de Electricidad Utilización – 2006.* Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.
- Dirección General de Electricidad - DGE (2011). *Guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica a usuarios finales en baja tensión.* Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.

- Dirección General de Electricidad – DGE (2013). *Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento*. Decreto Ley N° 25844 y Decreto Supremo N° 009-93-EM. Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.
- Dirección General de Electricidad - DGE & Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica (2013). *Anuario ejecutivo de electricidad 2013*. Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.
- Distriluz (2004). *Información general: composición de su tarifa*. Distriluz S.A. Link: http://www.distriluz.com.pe/hidrandina/04_cliente/info16.html. Consultado el 16 de junio de 2014.
- Edenor (2008). *Información técnica: energía reactiva*. Edenor S.A. Link: <http://www.edenor.com.ar/cms/SP/CLI/GRA/TEC.html>. Consultado el 16 de junio de 2014.
- Endesa (2013). *Twenergy: una iniciativa de Endesa por la eficiencia y la sostenibilidad*. Endesa S.A. Link: www.twenergy.com. Consultado el 16 de junio de 2014.
- Fernández, G. (2007). *Creación de Interfaces Gráficas de Usuario (GUI) con Matlab*. Salamanca, España.
- Fondo Nacional del Ambiente – FONAM (--). *Eficiencia energética*. Link: <http://www.fonamperu.org/general/energia/energetica.php>. Consultado el 01 julio de 2014.
- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid – FENERCOM (2007). *Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica*. Gráficos Elisa S.A. Madrid, España.
- Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – GART (2012). *InfOsnergmin - usuario*. Edición Marzo. Osinergmin. Lima, Perú.
- Halliday, D., Resnick, R. & Krane, K. (1994). *Física. Versión ampliada*. Volumen 2. Tercera edición. Editorial Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V. México.
- Llosa, R. (2009). *Facturación de electricidad en la industria peruana*. Curso Análisis Económico en Ingeniería Mecánica. Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú.
- MathWorks (2012). *MATLAB, el lenguaje de cálculo técnico*. Link: <http://www.mathworks.es/products/matlab/>. Consultado el 28 de julio de 2014.
- Ministerio de Energía y Minas – MINEM (2011). *Código Nacional de Electricidad – Suministro*. Editorial El Peruano. Lima, Perú.
- Ministerio de Vivienda (2006). *Reglamento Nacional de Edificaciones*. Editorial El Peruano. Lima, Perú.
- Molina, J. (2006). *La regulación de la distribución de electricidad – principios tarifarios*. Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética – CEARE. Universidad de Buenos Aires. Argentina.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin (2012). *Norma Procedimientos para Fijación de Precios Regulados*. Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD. Lima, Perú.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin (2013). *Norma Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final*. Resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD. Lima, Perú.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin (--). *¿Cómo se calculan las tarifas eléctricas?* Link: <http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/facebook/tarifaselectricas.pdf>. Consultado el 10 de setiembre del 2014.

- Pérez, J., Sánchez, L. & Pardo, M. (2005). *La gestión de la demanda de electricidad*. Madrid, España.
- Rodríguez, M. (2013). *Corriente alterna mono y trifásica*. Colección “Electrotecnia para ingenieros no especialistas”. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. España.
- Schneider-Electric (2010). *Eficiencia Energética: manual de soluciones*. Schneider-Electric Argentina S.A. Argentina.
- Tipler, P. & Mosca, G. (2010). *Física para la Ciencia y la Tecnología*. Volumen 2. Sexta Edición. Editorial Reverté, S.A. España
- Young, H. & Freedman, R. (2009). *Física universitaria, con física moderna*. Volumen 2. Decimosegunda Edición. Editorial Pearson Educación de México, S.A. México.

Anexos

ANEXO A

El código fuente de la GUI “Tarifa Óptima” se muestra a continuación:

```
function varargout = optima_tarifaVF(varargin)
% OPTIMA_TARIFAVF MATLAB code for optima_tarifaVF.fig
% OPTIMA_TARIFAVF, by itself, creates a new OPTIMA_TARIFAVF or raises the existing
% singleton*.
%
% H = OPTIMA_TARIFAVF returns the handle to a new OPTIMA_TARIFAVF or the handle to
% the existing singleton*.
%
% OPTIMA_TARIFAVF('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local
% function named CALLBACK in OPTIMA_TARIFAVF.M with the given input arguments.
%
% OPTIMA_TARIFAVF('Property','Value',...) creates a new OPTIMA_TARIFAVF or raises the
% existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
% applied to the GUI before optima_tarifaVF_OpeningFcn gets called. An
% unrecognized property name or invalid value makes property application
% stop. All inputs are passed to optima_tarifaVF_OpeningFcn via varargin.
%
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one
% instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help optima_tarifaVF

% Last Modified by GUIDE v2.5 25-Sep-2014 06:00:46

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn',  @optima_tarifaVF_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @optima_tarifaVF_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',   [], ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before optima_tarifaVF is made visible.
function optima_tarifaVF_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% varargin    command line arguments to optima_tarifaVF (see VARARGIN)
% Inicialización de variables para el ingreso manual de datos de consumo
global a;
global cont;
if cont==1
    a=1;
end
% Inicialización de variables para la verificación del ingreso de datos
complete1=0;
complete2=0;
complete3=0;
complete5=0;
complete6=0;
complete7=0;
handles.complete1=complete1;
handles.complete2=complete2;
handles.complete3=complete3;
handles.complete5=complete5;
handles.complete6=complete6;
handles.complete7=complete7;
```

```

% Choose default command line output for optima_tarifaVF
handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes optima_tarifaVF wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = optima_tarifaVF_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

function voltaje_Callback(hObject, eventdata, handles)

handles.completel=1;
volt=eval(get(hObject, 'string'));
if isnan(volt)
    set(hObject, 'string', 0);
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico', 'ERROR');
    handles.completel=0;
end
if volt<0
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico positivo', 'ERROR');
    handles.completel=0;
end
handles.voltaje=volt;
Tension=0;
if volt<1000
    Tension=1;
elseif volt>=1000 && volt<30000
    Tension=2;
else
    errordlg('Solo se analizará en BT y MT - hasta 30 kV', 'ERROR');
    handles.completel=0;
end
handles.tension=Tension;
guidata(hObject, handles);

% --- Executes on selection change in uso_electricidad.
function uso_electricidad_Callback(hObject, eventdata, handles)

handles.complete2=1;
uso=get(handles.uso_electricidad, 'Value');
global activ;
switch uso
    case 1
        warndlg('Escoja una opción válida', 'AVISO');
        handles.complete2=0;
    case 2
        activ=1; % Uso de propiedad o actividad INDUSTRIAL
    case 3
        activ=2; % Uso de propiedad o actividad COMERCIAL
    case 4
        activ=3; % Uso de propiedad o actividad RESIDENCIAL
end
guidata(hObject, handles);

% --- Executes on selection change in popupmenu_mes.
function popupmenu_mes_Callback(hObject, eventdata, handles)

global mes;
handles.complete3=1;
aux=get(handles.popupmenu_mes, 'Value');
switch aux
    case 1
        warndlg('Escoja una opción válida', 'AVISO');
        handles.complete3=0;
    case 2
        mes=1; % Enero
    case 3
        mes=2; % Febrero

```

```

case 4
    mes=3; % Marzo
case 5
    mes=4; % Abril
case 6
    mes=5; % Mayo
case 7
    mes=6; % Junio
case 8
    mes=7; % Julio
case 9
    mes=8; % Agosto
case 10
    mes=9; % Setiembre
case 11
    mes=10; % Octubre
case 12
    mes=11; % Noviembre
case 13
    mes=12; % Diciembre
end
guidata(hObject,handles);

% --- Executes on selection change in popupmenu_tarifa.
function popupmenu_tarifa_Callback(hObject, eventdata, handles)

global tarifa;
handles.complete4=1;
aux2=get(handles.popupmenu_tarifa,'Value');
switch aux2
    case 1
        warndlg('Escoja una opción válida','AVISO');
        handles.complete4=0;
    case 2
        tarifa=1; % MT2
    case 3
        tarifa=2; % MT3
    case 4
        tarifa=3; % MT4
    case 5
        tarifa=4; % BT2
    case 6
        tarifa=5; % BT3
    case 7
        tarifa=6; % BT4
    case 8
        tarifa=7; % BT5A
    case 9
        tarifa=8; % BT5B No Residencial
    case 10
        tarifa=9; % BT5B Residencial
end
guidata(hObject,handles);

% --- Executes on button press in cargar_pliego.
function cargar_pliego_Callback(hObject, eventdata, handles)

handles.complete5=1;
[FileName Path]=uigetfile({'*.xls;*.xlsx'},'Cargar documento');
if isequal (FileName,0)
    handles.complete5=0;
    return %Si no se selecciona archivo, retorna vacío
else
    data=xlsread(FileName); %Los datos se guardan en la variable "data"
end

% Importar cargos tarifarios - definicion de variables globales
global MT2;
global MT3;
global MT4;
global BT2;
global BT3;
global BT4;
global BT5AA;
global BT5AB;

```

```

global BT5BNR;
global BT5BR1;
global BT5BR2;
global BT5BR3;

MT2=data(1:7,1);           % Asignación de cargos tarifarios de MT2
MT3=data(10:12,1);        % Asignación de cargos tarifarios de MT3
MT3(4:5,1)=data(14:15,1);
MT3(6:8,1)=data(17:19,1);
MT4=data(22:23,1);        % Asignación de cargos tarifarios de MT4
MT4(3:4,1)=data(25:26,1);
MT4(5:7,1)=data(28:30,1);
BT2=data(35:41,1);        % Asignación de cargos tarifarios de BT2
BT3=data(44:46,1);        % Asignación de cargos tarifarios de BT3
BT3(4:5)=data(48:49,1);
BT3(6:8,1)=data(51:53,1);
BT4=data(56:57,1);        % Asignación de cargos tarifarios de BT4
BT4(3:4,1)=data(59:60,1);
BT4(5:7,1)=data(62:64,1);
BT5AA=data(67:70,1);      % Asignación de cargos tarifarios de BT5A
BT5AB=data(72:75,1);
BT5BNR=data(77:78,1);     % Asignación de cargos tarifarios de BT5 No Resid.
BT5BR1=data(82:83,1);     % Asignación de cargos tarifarios de BT5 Resid.
BT5BR2=data(85:87,1);
BT5BR3=data(89:90,1);
guidata(hObject,handles);

% --- Executes on button press in ingreso_data.
function ingreso_data_Callback(hObject, eventdata, handles)

global cont;
global a;
handles.complete6=1;
cont=1;
while cont<=12           % La GUI ingresodataV3 solo debe aparecer 12 veces
    a=1;
    ingresodataV3;       % Cargar GUI para ingreso manual de datos de consumo
    while a==1           % Mientras a=1, la GUI ingresodataV3 seguirá activa
        pause on;
        pause(3);       % Evita que se ejecute ininterrumpidamente el bucle
        if a>1
            close ingresodataV3 % Se cierra la GUI ingresodataV3
        end
    end
    cont=cont+1;         % contador de veces que aparecerá la GUI ingresodataV3
end
if cont<13
    handles.complete6=0;
end
guidata(hObject,handles);

% --- Executes on button press in buttoncargardata.
function buttoncargardata_Callback(hObject, eventdata, handles)

handles.complete7=1;
% Abrir un archivo con extensión .xls o .xlsx
[FileName Path]=uigetfile({'*.xls;*.xlsx'}, 'Cargar documento');
if isequal (FileName,0)
    handles.complete7=0;
    return               % Si no se selecciona archivo, retorna vacío
else
    cant=xlsread(FileName); % Los datos se guardan en la variable "cant"
end

global NHP;
global DEMAX;
global DEMAXHP;
global DEMAXHFP;
global POTCNTR;
global EA;
global EAPP;
global EAFP;
global ER;
global FC;
global MESES;

```

```

global SUBTOTAL;
global mes;

MESES=cant(:,1);           % Mes de data ingresada
FC=cant(:,3);             % Factor de calificaci3n
NHP=cant(:,4);           % N3mero de horas punta
DEMAX=cant(:,5);         % Demanda m3xima
DEMAXHP=cant(:,6);       % Demanda m3xima en HP
DEMAXHFP=cant(:,7);      % Demanda m3xima en HFP
POTCNTR=cant(:,8);       % Potencia contratada
EA=cant(:,11);           % Energ3a activa
EAPP=cant(:,12);         % Energ3a activa en HP
EAFP=cant(:,13);         % Energ3a activa en HFP
ER=cant(:,14);           % Energ3a reactiva
SUBTOTAL=cant(:,20);     % Subtotal del recibo
mes=MESES(1);            % Primer mes de datos ingresados
guidata(hObject,handles);

% --- Executes on button press in calcula.
function calcula_Callback(hObject, eventdata, handles)

global NHP;
global DEMAX;
global DEMAXHP;
global DEMAXHFP;
global POTCNTR;
global EA;
global EAPP;
global EAFP;
global ER;
global FC;
global activ;
global NHFP;
global mes;
global tarifa;
global MESES;

global MT2;
global MT3;
global MT4;
global BT2;
global BT3;
global BT4;
global BT5AA;
global BT5AB;
global BT5BNR;
global BT5BR1;
global BT5BR2;
global BT5BR3;

% Verificacion de ingreso de data necesaria en GUI principal
faltandatos=0;
if handles.complete1==0
    errordlg('Ingrese un VOLTAJE DE CONSUMO valido','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete2==0
    errordlg('Escoja un USO DE PROPIEDAD valido','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete3==0
    errordlg('Escoja un PRIMER MES DE DATA valido','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete4==0
    errordlg('Escoja una OPCION TARIFARIA ACTUAL valida','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete5==0
    errordlg('Por favor, CARGAR EL PLIEGO TARIFARIO','ERROR');
    faltandatos=1;
end
if handles.complete6==0 && handles.complete7==0
    errordlg('Por favor, CARGAR DATA O INGRESAR DATOS MANUALMENTE','ERROR');
    faltandatos=1;
end
end

```

```

if faltandatos==0
    % Generacion de matriz Total
    Total=zeros(13,17);
    Show=zeros(4,17); % Almacena datos importantes para energ. reactiva
    TActual=zeros(9,17); % Almacena datos consumo para hallar tarifa actual

    % Calculo del sexto mes de data para iniciar el cálculo de costos
    mes=mes+6; % Mes en el que empieza la evaluación tarifaria
    if mes>12
        mes=mes-6;
    end

    % Verificando ingreso de datos de demanda máxima en HP y HFP
    DEMAXHPM=median(DEMAXHP(1:12));
    if DEMAXHPM==0
        DEMAXHP=POTCNTR;
        warndlg('Faltan datos de demanda máxima en HP.','AVISO');
    end
    DEMAXHFPM=median(DEMAXHFP(1:12));
    if DEMAXHFPM==0
        DEMAXHFP=POTCNTR;
        warndlg('Faltan datos de demanda máxima en HFP.','AVISO');
    end

    % Inicio de la evaluación tarifaria
    for n=6:17
        if n==13 % Copia datos de consumo de 5 primeros meses al final
            for i=n:n+4
                NHP(i)=NHP(i-12); %variable NHP
                DEMAX(i)=DEMAX(i-12); %variable DEMAX
                DEMAXHP(i)=DEMAXHP(i-12); %variable DEMAXHP
                DEMAXHFP(i)=DEMAXHFP(i-12); %variable DEMAXHFP
                POTCNTR(i)=POTCNTR(i-12); %variable POTCNTR
                EA(i)=EA(i-12); %variable EA
                EAPP(i)=EAPP(i-12); %variable EAPP
                EAFP(i)=EAFP(i-12); %variable EAFP
                ER(i)=ER(i-12); %variable ER
                FC(i)=FC(i-12); %variable FC
            end
        end
        if mes>12
            mes=1;
        end

        % Calculo de numero de horas fuera de punta NHFP
        if n>=6 && n<=12
            if mes==2
                NHFP=28*24-NHP(n);
            elseif (mes==1 || mes==3 || mes==5 || mes==7 || mes==8 || mes==10 || mes==12)
                NHFP=31*24-NHP(n);
            else
                NHFP=30*24-NHP(n);
            end
        else
            if mes==2
                NHFP=28*24-NHP(n-12);
            elseif (mes==1 || mes==3 || mes==5 || mes==7 || mes==8 || mes==10 || mes==12)
                NHFP=31*24-NHP(n-12);
            else
                NHFP=30*24-NHP(n-12);
            end
        end

        % se asignan los valores de consumo a variables independientes
        NHPM=NHP(n); %variable NHP
        DEMAXM=DEMAX(n); %variable DEMAX
        DEMAXHPM=DEMAXHP(n); %variable DEMAXHP
        DEMAXHFPM=DEMAXHFP(n); %variable DEMAXHFP
        %POTCNTRM=POTCNTR(n); %variable POTCNTR
        EAM=EA(n); %variable EA
        EAPPM=EAPP(n); %variable EAPP
        EAFPM=EAFP(n); %variable EAFP
        ERM=ER(n); %variable ER
    end
end

```

```

% Ordenando demandas máximas
DEMAXORD=DEMAX(n-5:n);
DEMAXHPORD=DEMAXHP(n-5:n);
DEMAXHFPORD=DEMAXHFP(n-5:n);

for i=1:5      % Ordenando demandas máximas
    for k=i+1:6
        if DEMAXORD(i)<DEMAXORD(k)
            aux=DEMAXORD(i);
            DEMAXORD(i)=DEMAXORD(k);
            DEMAXORD(k)=aux;
        end
    end
end
for i=1:5      % Ordenando demandas máximas en HP
    for k=i+1:6
        if DEMAXHPORD(i)<DEMAXHPORD(k)
            aux=DEMAXHPORD(i);
            DEMAXHPORD(i)=DEMAXHPORD(k);
            DEMAXHPORD(k)=aux;
        end
    end
end
for i=1:5      % Ordenando demandas máximas en HFP
    for k=i+1:6
        if DEMAXHFPORD(i)<DEMAXHFPORD(k)
            aux=DEMAXHFPORD(i);
            DEMAXHFPORD(i)=DEMAXHFPORD(k);
            DEMAXHFPORD(k)=aux;
        end
    end
end

% Cálculo del Factor de Potencia
Show(1,n)=EAM/((EAM)^2+(ERM)^2)^0.5;% Mostrar factor de potencia
Show(2,n)=EAM;                      % Mostrar energía activa consumida
Show(3,n)=ERM;                      % Mostrar energía reactiva consumida

% Inicio tarifa MT2
RMT2(1)=MT2(1);                     % Cargo fijo
RMT2(2)=EAPP*(MT2(2))/100;          % Energía activa en HP
RMT2(3)=EAFPM*(MT2(3))/100;        % Energía activa en HFP
RMT2(4)=DEMAXHPM*MT2(4);           % Potencia activa de generación en HP
AUX=(DEMAXHPORD(1)+DEMAXHPORD(2))/2;
AUX1=(DEMAXHFPORD(1)+DEMAXHFPORD(2))/2;
RMT2(5)=(AUX)*MT2(5);               % Potencia activa uso redes distribución en HP
RMT2(6)=0;
RMT2(7)=0;
if (AUX1-AUX)>0                      % Exceso potencia activa uso redes distribución HFP
    RMT2(6)=(AUX1-AUX)*MT2(6);
end
if (ERM-0.3*EAM)>0                  % Energía reactiva
    RMT2(7)=(ERM-0.3*EAM)*(MT2(7))/100;
    Show(4,n)=RMT2(7);              % Mostrar costo de energía reactiva
end
RTMT2=sum(RMT2);                    % Total opción tarifaria MT2
Total(1,n)=RTMT2;
TActual(1,n)=RTMT2;
% Fin tarifa MT2

% Inicio tarifa MT3
RMT3(1)=MT3(1);                     % Cargo fijo
RMT3(2)=EAPP*(MT3(2))/100;          % Energía activa en HP
RMT3(3)=EAFPM*(MT3(3))/100;        % Energía activa en HFP
RMT3(4)=DEMAXM*MT3(5);             % Potencia activa de generación PFP
AUX=(DEMAXORD(1)+DEMAXORD(2))/2;
RMT3(5)=(AUX)*MT3(7);               % Potencia activa uso redes distribución PFP
RMT3(6)=DEMAXM*MT3(4);             % Potencia activa de generación PP
RMT3(7)=(AUX)*MT3(6);               % Potencia activa uso redes distribución PP
RMT3(8)=0;
if (ERM-0.3*EAM)>0                  % Energía reactiva
    RMT3(8)=(ERM-0.3*EAM)*(MT3(8))/100;
end
RTMT3FP=sum(RMT3(1:5))+RMT3(8);     % Total opción tarifaria MT3-FP
RTMT3PP=sum(RMT3(1:3))+sum(RMT3(6:8)); % Total opción tarifaria MT3-PP
Total(2,n)=RTMT3PP;
Total(3,n)=RTMT3FP;

```

```

if FC(n)>=0.5
    TActual(2,n)=RTMT3PP;
else
    TActual(2,n)=RTMT3FP;
end
% Fin tarifa MT3

% Inicio tarifa MT4
RMT4(1)=MT4(1); % Cargo fijo
RMT4(2)=EAM*(MT4(2))/100; % Energía activa
RMT4(3)=DEMAXM*MT4(4); % Potencia activa de generación PFP
AUX=(DEMAXORD(1)+DEMAXORD(2))/2;
RMT4(4)=(AUX)*MT4(6); % Potencia activa uso redes distribución PFP
RMT4(5)=DEMAXM*MT4(3); % Potencia activa de generación PP
RMT4(6)=(AUX)*MT4(5); % Potencia activa uso redes distribución PP
RMT4(7)=0;
if (ERM-0.3*EAM)>0 % Energía reactiva
    RMT4(7)=(ERM-0.3*EAM)*(MT4(7))/100;
end
RTMT4FP=sum(RMT4(1:4))+RMT4(7); % Total opción tarifaria MT4-FP
RTMT4PP=sum(RMT4(1:2))+sum(RMT4(5:7)); % Total opción tarifaria MT4-PP
Total(4,n)=RTMT4PP;
Total(5,n)=RTMT4FP;
if FC(n)>=0.5
    TActual(3,n)=RTMT4PP;
else
    TActual(3,n)=RTMT4FP;
end
% Fin tarifa MT4

if handles.tension==1 % Condición para analizar Opciones Tarifarias en BT

    % Inicio tarifa BT2
    RBT2(1)=BT2(1); % Cargo fijo
    RBT2(2)=EAPPM*(BT2(2))/100; % Energía activa en HP
    RBT2(3)=EAPPM*(BT2(3))/100; % Energía activa en HFP
    RBT2(4)=DEMAXHPM*BT2(4); % Potencia activa de generación en HP
    AUX=(DEMAXHPORD(1)+DEMAXHPORD(2))/2;
    AUX1=(DEMAXHFPORD(1)+DEMAXHFPORD(2))/2;
    RBT2(5)=(AUX)*BT2(5); % Potencia activa uso redes distribución en HP
    RBT2(6)=0;
    RBT2(7)=0;
    if (AUX1-AUX)>0 % Exceso Potencia activa uso redes distribución en HFP
        RBT2(6)=(AUX1-AUX)*BT2(6);
    end
    if (ERM-0.3*EAM)>0 % Energía reactiva
        RBT2(7)=(ERM-0.3*EAM)*(BT2(7))/100;
    end
    RTBT2=sum(RBT2); % Total opción tarifaria BT2
    Total(6,n)=RTBT2;
    TActual(4,n)=RTBT2;
    % Fin tarifa BT2

    % Inicio tarifa BT3
    RBT3(1)=BT3(1); % Cargo fijo
    RBT3(2)=EAPPM*(BT3(2))/100; % Energía activa en HP
    RBT3(3)=EAPPM*(BT3(3))/100; % Energía activa en HFP
    RBT3(4)=DEMAXM*BT3(5); % Potencia activa de generación PFP
    AUX=(DEMAXORD(1)+DEMAXORD(2))/2;
    RBT3(5)=(AUX)*BT3(7); % Potencia activa uso redes distribución PFP
    RBT3(6)=DEMAXM*BT3(4); % Potencia activa de generación PP
    RBT3(7)=(AUX)*BT3(6); % Potencia activa uso redes distribución PP
    RBT3(8)=0;
    if (ERM-0.3*EAM)>0 % Energía reactiva
        RBT3(8)=(ERM-0.3*EAM)*(BT3(8))/100;
    end
    RTBT3FP=sum(RBT3(1:5))+RBT3(8); % Total opción tarifaria BT3
    RTBT3PP=sum(RBT3(1:3))+sum(RBT3(6:8));
    Total(7,n)=RTBT3PP;
    Total(8,n)=RTBT3FP;
    if FC(n)>=0.5
        TActual(5,n)=RTBT3PP;
    else
        TActual(5,n)=RTBT3FP;
    end
    % Fin tarifa BT3

```

```

% Inicio tarifa BT4
RBT4(1)=BT4(1); % Cargo fijo
RBT4(2)=EAM*(BT4(2))/100; % Energía activa
RBT4(3)=DEMAXM*BT4(4); % Potencia activa de generación PFP
AUX=(DEMAXORD(1)+DEMAXORD(2))/2;
RBT4(4)=(AUX)*BT4(6); % Potencia activa uso redes distribución PFP
RBT4(5)=DEMAXM*BT4(3); % Potencia activa de generación PP
RBT4(6)=(AUX)*BT4(5); % Potencia activa uso redes distribución PP
RBT4(7)=0;
if (ERM-0.3*EAM)>0 % Energía reactiva
    RBT4(7)=(ERM-0.3*EAM)*(BT4(7))/100;
end
RTBT4FP=sum(RBT4(1:4))+RBT4(7); % Total opción tarifaria BT4 FP
RTBT4PP=sum(RBT4(1:2))+sum(RBT4(5:7));
Total(9,n)=RTBT4PP;
Total(10,n)=RTBT4FP;
if FC(n)>=0.5
    TActual(6,n)=RTBT4PP;
else
    TActual(6,n)=RTBT4FP;
end
% Fin tarifa BT4

% Inicio tarifa BT5A
% Tarifa BT5AA
FLAGBT5A=0;
if (DEMAXM <= 20)
    RBT5AA(1)=BT5AA(1); % Cargo fijo
    RBT5AA(2)=EAPP*(BT5AA(2))/100; % Energía activa en HP
    RBT5AA(3)=EAFPM*(BT5AA(3))/100; % Energía activa en HFP
    PotExc=DEMAXHFPM-(EAPP)/(NHFM);
    RBT5AA(4)=0;
    if PotExc > 0
        RBT5AA(4)=(PotExc)*BT5AA(4); % Exceso de potencia en HFP
    end
    FLAGBT5A=1;
    RTBT5AA=sum(RBT5AA); % Total opción tarifaria BT5AA

% BT5AB - Si no se conoce PAFP no se analiza esta parte
elseif (DEMAXHPM<=20 && DEMAXHFPM<=50)
    RBT5AB(1)=BT5AB(1); % Cargo fijo
    RBT5AB(2)=EAPP*(BT5AB(2))/100; % Energía activa en HP
    RBT5AB(3)=EAFPM*(BT5AB(3))/100; % Energía activa en HFP
    PotExc=DEMAXHFPM-(EAPP)/(NHFM);
    RBT5AB(4)=0;
    if PotExc > 0
        RBT5AB(4)=PotExc*BT5AB(4); % Exceso de potencia en HFP
    end
    FLAGBT5A=2;
    RTBT5AB=sum(RBT5AB); % Total opción tarifaria BT5AB
end

if FLAGBT5A==0
    RTBT5A=0; % No cumple con condiciones para optar por esta tarifa
elseif FLAGBT5A==1
    RTBT5A=RTBT5AA; % Total opción tarifaria BT5A
else
    RTBT5A=RTBT5AB;
end

Total(11,n)=RTBT5A;
TActual(7,n)=RTBT5A;
% Fin tarifa BT5A

% Inicio tarifa BT5B
FLAGBT5BNR=0;
FLAGBT5BR1=0;
FLAGBT5BR2=0;
FLAGBT5BR3=0;
if (DEMAXM <= 20) || (DEMAXHPM<=20 && DEMAXHFPM<=50)
% BT5B NO RESIDENCIAL
    if (activ<=2) % Uso industrial o comercial
        RBT5BNR(1)=BT5BNR(1); % Cargo fijo
        RBT5BNR(2)=EAM*(BT5BNR(2))/100; % Energía activa
        RTBT5BNR=sum(RBT5BNR); % Total opción tarifaria BT5BNR
        Total(12,n)=RTBT5BNR;
        TActual(8,n)=RTBT5BNR;
        FLAGBT5BNR=1;
    end
end

```

```

end
% Fin tarifa BT5B NO RESIDENCIAL

% BT5B RESIDENCIAL
if (activ>=2) % Uso comercial o residencial
    if (EAM<=30) % Consumo entre 0 - 30kWh
        RBT5BR1(1)=BT5BR1(1); % Cargo fijo
        RBT5BR1(2)=EAM*(BT5BR1(2))/100; % Energía activa
        RTBT5BR1=sum(RBT5BR1); % Total opción tarifaria BT5B consumo<30kWh
        Total(13,n)=RTBT5BR1;
        TActual(9,n)=RTBT5BR1;
        FLAGBT5BR1=1;
    elseif EAM>30 && EAM<=100 % Consumo entre 30 - 100kWh, o con exceso
        % costo de un pago extra por este
        RBT5BR2(1)=BT5BR2(1); % Cargo fijo
        if (EAM<100)
            RBT5BR2(2)=EAM*BT5BR2(2); % Energía activa
        else
            RBT5BR2(2)=30*BT5BR2(2)+(EAM-30)*BT5BR2(3)/100;
            %Energía activa primeros 30kWh y exceso
        end
        RTBT5BR2=sum(RBT5BR2); %Total opción tarifaria BT5B consumo>30kWh
        Total(13,n)=RTBT5BR2;
        TActual(9,n)=RTBT5BR2;
        FLAGBT5BR2=1;
    else % Consumo superior a 100kWh
        RBT5BR3(1)=BT5BR3(1); % Cargo fijo
        RBT5BR3(2)=EAM*(BT5BR3(2))/100; % Energía activa
        RTBT5BR3=sum(RBT5BR3); %Total opción tarifaria BT5B consumo>100kWh
        Total(13,n)=RTBT5BR3;
        TActual(9,n)=RTBT5BR3;
        FLAGBT5BR3=1;
    end
end
% Fin tarifa BT5B RESIDENCIAL
end
if FLAGBT5BNR==0
    RTBT5BNR=0;
    Total(12,n)=RTBT5BNR;
    TActual(8,n)=RTBT5BNR;
end
if FLAGBT5BR1==0 && FLAGBT5BR2==0 && FLAGBT5BR3==0
    Total(13,n)=0;
    TActual(9,n)=0;
end
% Fin tarifa BT5B
end
mes=mes+1;
end

% Copiando datos de primeros 5 meses del final al principio de TOTAL y Show
for j=1:5
    for l=1:13
        Total(1,j)=Total(1,j+12);
    end
end
for j=1:5
    for l=1:9
        TActual(1,j)=TActual(1,j+12);
    end
end
for j=1:5
    for l=1:4
        Show(1,j)=Show(1,j+12);
    end
end

% Mostrar gráfico de costos mensuales de tarifas en MT
figure;
x=1:12;
plot(x,Total(1,1:12),'bx-','LineWidth',0.5),hold on;
plot(x,Total(2,1:12),'go-','LineWidth',0.5),hold on;
plot(x,Total(3,1:12),'r+-','LineWidth',0.5),hold on;
plot(x,Total(4,1:12),'kd-','LineWidth',0.5),hold on;
plot(x,Total(5,1:12),'bv-','LineWidth',0.5),hold on;
title('Resultados de tarifas en MT'),ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses');
axis([1 12 min(min(Total(1:5,1:12))) max(max(Total(1:5,1:12)))],grid on;

```

```

legend('MT2','MT3PP','MT3FP','MT4PP','MT4FP');

% Mostrar gráficos del lado izquierdo (4) en GUI principal
axes(handles.axes2),plot(x,FC(1:12),'rx-'),title('Factor de calificación');
ylabel('FC'),xlabel('Tiempo-meses'),axis([1 12 0 1]);
grid on; % Fila 1 - Columna 1
axes(handles.axes3),plot(x,EA(1:12),'bx-'),title('Energía Activa');
ylabel('kW.h'),xlabel('Tiempo-meses'),axis([1 12 0 max(EA)]);
grid on; % Fila 2 - Columna 1
axes(handles.axes4),plot(x,DEMAX(1:12),'gx-'),title('Demanda Máxima');
ylabel('kW'),xlabel('Tiempo-meses'),axis([1 12 0 max(DEMAX)]);
grid on; % Fila 1 - Columna 2
axes(handles.axes5),plot(x,ER(1:12),'mx-'),title('Energía Reactiva');
ylabel('kVA.h'),xlabel('Tiempo-meses'),axis([1 12 0 max(ER)]);
grid on; % Fila 2 - Columna 2

% Determinación de costos anuales por opción tarifaria en MT
for i=1:5
    suma=0;
    for j=1:12
        suma=suma+Total(i,j);
    end
    Costanual(i)=suma;
end

% Mostrar en grafico de barras individual costos anuales de tarifas en MT
figure;
MT_label='MT2 MT3PP MT3FP MT4PP MT4FP';
bar(Costanual(1:5),'r','LineWidth',0.4),title('Opciones Tarifarias en MT');
ylabel('Costo (S/.)'),xlabel(MT_label),grid on;

% Mostrar en RESPUESTAS la tarifa actual indicada
switch tarifa
    case 1
        labelactual='MT2';
    case 2
        labelactual='MT3';
    case 3
        labelactual='MT4';
    case 4
        labelactual='BT2';
    case 5
        labelactual='BT3';
    case 6
        labelactual='BT4';
    case 7
        labelactual='BT5A';
    case 8
        labelactual='BT5BNR';
    case 9
        labelactual='BT5BR';
end
set(handles.edit5,'string',labelactual);
sumal=0;
for i=1:12
    sumal=sumal+TActual(tarifa,i);
end
tarifactual=sumal;
set(handles.edit9,'string',tarifactual);
labelactual=strcat(labelactual,' actual');

% Determinación de tarifa óptima en MT
if Costanual(1)>Costanual(2)
    menortarifaMT=Costanual(2);
    a2=2;
else
    menortarifaMT=Costanual(1);
    a2=1;
end
if Costanual(4)<menortarifaMT
    menortarifaMT=Costanual(4);
    a2=4;
end
switch a2
    case 1
        labeloptimaMT='MT2';
    case 2

```

```

        labeloptimaMT='MT3';
    case 4
        labeloptimaMT='MT4';
    end

    if Costanual(3)<Costanual(5)
        menortarifaMTFP=Costanual(3);
        tarifaMTFP='MT3';
        a3=3;
    else
        menortarifaMTFP=Costanual(5);
        tarifaMTFP='MT4';
        a3=5;
    end

    thereisMTFP=0;
    thereisBTFP=0;
    % Mostrar en RESPUESTAS la tarifa óptima en MT
    set(handles.edit3,'string',labeloptimaMT);
    set(handles.edit7,'string',menortarifaMT);
    if menortarifaMTFP<=menortarifaMT
        set(handles.edit10,'string',menortarifaMTFP);
        set(handles.edit13,'string',tarifaMTFP);
        thereisMTFP=1;
    else
        tarifaMTFP='No Existe';
        menortarifaMTFP='No Existe';
        set(handles.edit10,'string',menortarifaMTFP);
        set(handles.edit13,'string',tarifaMTFP);
    end
    end
    labeloptimaMT=strcat(labeloptimaMT,' optima');

    if handles.tension==1
        % Mostrar gráfico de costos mensuales de tarifas en BT
        figure;
        x=1:12;
        plot(x>Total(6,1:12),'bx-','LineWidth',0.5),hold on;
        plot(x>Total(7,1:12),'go-','LineWidth',0.5),hold on;
        plot(x>Total(8,1:12),'r+-','LineWidth',0.5),hold on;
        plot(x>Total(9,1:12),'kd-','LineWidth',0.5),hold on;
        plot(x>Total(10,1:12),'bv-','LineWidth',0.5),hold on;
        plot(x>Total(11,1:12),'ro-','LineWidth',0.5),hold on;
        plot(x>Total(12,1:12),'k*-','LineWidth',0.5),hold on;
        plot(x>Total(13,1:12),'gv-','LineWidth',0.5),hold on;
        title('Resultados de tarifas en BT'),ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses');
        axis([1 12 min(min>Total(6:13,1:12))) max(max>Total(6:13,1:12))],grid on;
        legend('BT2','BT3PP','BT3FP','BT4PP','BT4FP','BT5A','BT5BNR','BT5BR');

        % Determinación de costos anuales por opción tarifaria en BT
        for i=6:13
            suma=0;
            for j=1:12
                suma=suma>Total(i,j);
            end
            Costanual(i)=suma;
        end

        % Mostrar en grafico de barras individual costos anuales de tarifas en BT
        figure;
        BT_label='BT2 BT3PP BT3FP BT4PP BT4FP BT5A BT5BNR BT5BR';
        bar(Costanual(6:13),'r','LineWidth',0.4),title('Opciones Tarifarias en BT');
        ylabel('Costo (S/.)'),xlabel(BT_label),grid on;

        % Determinación de tarifa óptima en BT
        p=1;
        for i=6:13
            if i==6||i==7||i==9||i==11||i==12||i==13
                if Costanual(i)>0
                    cuentaceros=0;
                    for j=1:12
                        if Total(i,j)==0
                            cuentaceros=cuentaceros+1;
                        end
                    end
                    if cuentaceros==0
                        B(2,p)=Costanual(i);
                        B(1,p)=i;
                        p=p+1;
                    end
                end
            end
        end
    end

```

```

        end
    end
end
end
end
for q=1:p-2
    for r=q+1:p-1
        if B(2,q)>B(2,r)
            AUX2=B(2,q);
            AUX3=B(1,q);
            B(2,q)=B(2,r);
            B(1,q)=B(1,r);
            B(2,r)=AUX2;
            B(1,r)=AUX3;
        end
    end
end
menortarifaBT=B(2,1);
dat2=B(1,1);
switch dat2
    case 6
        labeloptimaBT='BT2';
    case 7
        labeloptimaBT='BT3';
    case 9
        labeloptimaBT='BT4';
    case 11
        labeloptimaBT='BT5A';
    case 12
        labeloptimaBT='BT5B-NR';
    case 13
        labeloptimaBT='BT5B-R';
end
if Costanual(8)<Costanual(10)
    menortarifaBTFFP=Costanual(8);
    tarifaBTFFP='BT3';
    dat3=8;
else
    menortarifaBTFFP=Costanual(10);
    tarifaBTFFP='BT4';
    dat3=10;
end

% Mostrar en RESPUESTAS (GUI Tarifa Optimma) la tarifa óptima en BT
set(handles.edit4,'string',labeloptimaBT);
set(handles.edit8,'string',menortarifaBT);
if menortarifaBTFFP<=menortarifaBT
    set(handles.edit11,'string',menortarifaBTFFP);
    set(handles.edit14,'string',tarifaBTFFP);
    thereisBTFFP=1;
else
    tarifaBTFFP='No Existe';
    menortarifaBTFFP='No Existe';
    set(handles.edit11,'string',menortarifaBTFFP);
    set(handles.edit14,'string',tarifaBTFFP);
    thereisBTFFP=0;
end
labeloptimaBT=strcat(labeloptimaBT,' optima');
end

% Mostrar gráfico de costos anuales de tarifas óptimas vs tarifa actual
if handles.tension==1
    figure;
    z=1:12;
    plot(z,TActual(tarifa,1:12),'bx-','LineWidth',0.5),hold on;
    plot(z>Total(dat2,1:12),'ko-','Linewidth',0.5),hold on;
    if thereisMTFFP==1
        plot(z>Total(a3,1:12),'mv-','LineWidth',0.5),hold on;
    end
    if thereisBTFFP==1
        plot(z>Total(dat3,1:12),'gx-','LineWidth',0.5),hold on;
    end
    plot(z>Total(a2,1:12),'ro-','Linewidth',0.5);
    title('Tarifa actual VS Tarifas optimas');
    ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses'),grid on;
    if thereisMTFFP==1 && thereisBTFFP==1
        tarifaMTFFP=strcat(tarifaMTFFP,' optima FP');
        tarifaBTFFP=strcat(tarifaBTFFP,' optima FP');
    end
end

```

```

        legend(labelactual,labeloptimaBT,tarifaMTFP,tarifaBTFP,labeloptimaMT);
elseif thereisMTFP==1
    tarifaMTFP=strcat(tarifaMTFP,' optima FFP');
    legend(labelactual,labeloptimaBT,tarifaMTFP,labeloptimaMT);
elseif thereisBTFP==1
    tarifaBTFP=strcat(tarifaBTFP,' optima FFP');
    legend(labelactual,labeloptimaBT,tarifaBTFP,labeloptimaMT);
else
    legend(labelactual,labeloptimaBT,labeloptimaMT);
end
else
figure;
z=1:12;
plot(z,TActual(tarifa,1:12),'bx-','LineWidth',0.5),hold on;
if thereisMTFP==1
    plot(z>Total(a3,1:12),'kv-','LineWidth',0.5),hold on;
end
plot(z>Total(a2,1:12),'ro-','Linewidth',0.5);
title('Tarifa actual VS Tarifa optima');
ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses'),grid on;
if thereisMTFP==1
    tarifaMTFP=strcat(tarifaMTFP,' optima FFP');
    legend(labelactual,tarifaMTFP,labeloptimaMT);
else
    legend(labelactual,labeloptimaMT);
end
set(handles.edit4,'string','No Aplica');
set(handles.edit8,'string','No Aplica');
set(handles.edit11,'string','No Aplica');
set(handles.edit14,'string','No Aplica');
end

% Cálculo de ahorros anuales en MT
diferencesMT=TActual(tarifa,1:12)-Total(a2,1:12);
if sum(diferencesMT)>0
    set(handles.edit12,'string',sum(diferencesMT));
else
    msj='No Existe';
    set(handles.edit12,'string',msj);
end
if thereisMTFP==1
    diferencesMTFP=TActual(tarifa,1:12)-Total(a3,1:12);
    if sum(diferencesMTFP)>0
        set(handles.edit16,'string',sum(diferencesMTFP));
    else
        msj='No Existe';
        set(handles.edit16,'string',msj);
    end
else
    msj='No Existe';
    set(handles.edit16,'string',msj);
end

% Cálculo de ahorros anuales en BT
if handles.tension==1
    diferencesBT=TActual(tarifa,1:12)-Total(dat2,1:12);
    if sum(diferencesBT)>0
        set(handles.edit15,'string',sum(diferencesBT));
    else
        msj='No Existe';
        set(handles.edit15,'string',msj);
    end
    if thereisBTFP==1
        diferencesBTFP=TActual(tarifa,1:12)-Total(dat3,1:12);
        if sum(diferencesBTFP)>0
            set(handles.edit17,'string',sum(diferencesBTFP));
        else
            msj='No Existe';
            set(handles.edit17,'string',msj);
        end
    else
        msj='No Existe';
        set(handles.edit17,'string',msj);
    end
else
    msj='No Aplica';
    set(handles.edit15,'string',msj);
end

```

```

        set(handles.edit17,'string',msj);
    end

% Gráfica de ahorros en MT y BT
d1=0;
d2=0;
d3=0;
d4=0;
axes(handles.axes1);
if handles.tension==1
    if sum(diferencesBT)>0
        plot(z,diferencesBT,'bx-','LineWidth',0.5),hold on;
        d1=1;
    end
    if thereisBTFP==1
        if sum(diferencesBTFP)>0
            plot(z,diferencesBTFP,'kv-','LineWidth',0.5),hold on;
            d2=1;
        end
    end
end
if sum(diferencesMT)>0
    plot(z,diferencesMT,'ro-','LineWidth',0.5),hold on;
    d3=1;
end
if thereisMTFP==1
    if sum(diferencesMTFP)>0
        plot(z,diferencesMTFP,'mv-','LineWidth',0.5);
        d4=1;
    end
end
hold off
if d1>0||d2>0||d3>0||d4>0
    title('Ahorro mensual de tarifas optimas');
    ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses'),grid on;
end
if handles.tension==1
    if d1==1 && d2==1
        if d3==1 && d4==1
            legend('BT optima','BTFP optima','MT optima','MTFP optima');
        elseif d3==1
            legend('BT optima','BTFP optima','MT optima');
        elseif d4==1
            legend('BT optima','BTFP optima','MTFP optima');
        else
            legend('BT optima','BTFP optima');
        end
    elseif d1==1
        if d3==1 && d4==1
            legend('BT optima','MT optima','MTFP optima');
        elseif d3==1
            legend('BT optima','MT optima');
        elseif d4==1
            legend('BT optima','MTFP optima');
        else
            legend('BT optima');
        end
    elseif d2==1
        if d3==1 && d4==1
            legend('BTFP optima','MT optima','MTFP optima');
        elseif d3==1
            legend('BTFP optima','MT optima');
        elseif d4==1
            legend('BTFP optima','MTFP optima');
        else
            legend('BTFP optima');
        end
    else
        if d3==1 && d4==1
            legend('MT optima','MTFP optima');
        elseif d3==1
            legend('MT optima');
        elseif d4==1
            legend('MTFP optima');
        elseif d3==0 && d4==0
            ceros=zeros(1,12);
            plot(z,ceros,'gv-','LineWidth',0.5);
        end
    end
end

```

```

        title('Ahorro mensual de tarifas optimas');
        ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses'),grid on;
        legend('No hay ahorro');
    end
end
else
    if d3==1 && d4==1
        legend('MT optima','MTFP optima');
    elseif d3==1
        legend('MT optima');
    elseif d4==1
        legend('MTFP optima');
    elseif d3==0 && d4==0
        ceros=zeros(1,12);
        plot(z,ceros,'gv-','LineWidth',0.5);
        title('Ahorro mensual de tarifas optimas');
        ylabel('Costo-soles'),xlabel('Tiempo-meses'),grid on;
        legend('No hay ahorro');
    end
end

% Energía activa a dejarse de consumir en HP para calificar en FP
for k=1:12
    EHPMAX(k)=0.5*DEMAX(k)*NHP(k);
    DISM(k)=EAPP(k)-EHPMAX(k);
end
if thereisBTFP==1 || thereisMTFP==1 || sum(DISM)>0
    figure;
    bar(z,DISM(1:12),'r','LineWidth',0.4);
    title('Energia Activa a dejarse de consumir en HP');
    ylabel('kW.h'),xlabel('Tiempo-meses'),grid on;
end

% Tabla de analisis de energia reactiva
f=figure('position',[100 100 1050 150]);
cnames=MESES;
rnames={'FP','kW.h','kVAR.h','Soles'};
t=uitable('Parent',f,'Data',Show(:,1:12),'ColumnName',cnames,'RowName',rnames,'positio
n',[20 20 1000 120]);
end

guidata(hObject,handles);

% --- Executes on button press in botton_salir.
function botton_salir_Callback(hObject, eventdata, handles)
close all

% --- Funciones de edit texts en GUI principal
function edit3_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject,handles);

function edit4_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject,handles);

function edit5_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject,handles);

function edit7_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject,handles);

function edit8_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject,handles);

function edit9_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject,handles);

function edit10_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject,handles);

function edit11_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject,handles);

function edit12_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject,handles);

function edit13_Callback(hObject, eventdata, handles)

```

```
guidata(hObject,handles);
```

```
function edit14_Callback(hObject, eventdata, handles)  
guidata(hObject,handles);
```

```
function edit15_Callback(hObject, eventdata, handles)  
guidata(hObject,handles);
```

```
function edit16_Callback(hObject, eventdata, handles)  
guidata(hObject,handles);
```

```
function edit17_Callback(hObject, eventdata, handles)  
guidata(hObject,handles);
```


ANEXO B

El código fuente de la GUI “Ingresar Data”, que permite el ingreso manual de los datos de consumo de energía eléctrica por parte del usuario, se muestra a continuación:

```
function varargout = ingresodataV3(varargin)
% INGRESODATAV3 MATLAB code for ingresodataV3.fig
% INGRESODATAV3, by itself, creates a new INGRESODATAV3 or raises the existing
% singleton*.
%
% H = INGRESODATAV3 returns the handle to a new INGRESODATAV3 or the handle to
% the existing singleton*.
%
% INGRESODATAV3('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local
% function named CALLBACK in INGRESODATAV3.M with the given input arguments.
%
% INGRESODATAV3('Property','Value',...) creates a new INGRESODATAV3 or raises the
% existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
% applied to the GUI before ingresodataV3_OpeningFcn gets called. An
% unrecognized property name or invalid value makes property application
% stop. All inputs are passed to ingresodataV3_OpeningFcn via varargin.
%
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one
% instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES
% Edit the above text to modify the response to help ingresodataV3
% Last Modified by GUIDE v2.5 18-Jul-2014 10:26:28
% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @ingresodataV3_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @ingresodataV3_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [] , ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before ingresodataV3 is made visible.
function ingresodataV3_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% varargin    command line arguments to ingresodataV3 (see VARARGIN)
global cont;
set(handles.n_mes2, 'string',cont);
% Inicialización de variables para verificación de ingreso de datos
complete11=0;
complete12=0;
complete13=0;
complete14=0;
complete15=0;
complete16=0;
complete17=0;
complete18=0;
complete19=0;
complete20=0;
complete21=0;
handles.complete11=complete11;
handles.complete12=complete12;
handles.complete13=complete13;
handles.complete14=complete14;
handles.complete15=complete15;
handles.complete16=complete16;
handles.complete17=complete17;
handles.complete18=complete18;
```

```

handles.complete19=complete19;
handles.complete20=complete20;
handles.complete21=complete21;

% Choose default command line output for ingresodataV3
handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = ingresodataV3_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

function n_mes2_Callback(hObject, eventdata, handles)
guidata(hObject, handles);

function editFC_Callback(hObject, eventdata, handles)
global FC;
global cont;
handles.complete11=1;
FC(cont)=str2double(get(hObject,'string'));
if isnan(FC(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editFC,'string',0);
    handles.complete11=0;
end
if FC(cont)<0
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editFC,'string',0);
    handles.complete11=0;
end
guidata(hObject,handles);

function editDemax_Callback(hObject, eventdata, handles)
global DEMAX;
global cont;
handles.complete12=1;
DEMAX(cont)=str2double(get(hObject,'string'));
if isnan(DEMAX(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editDemax,'string',0);
    handles.complete12=0;
end
if DEMAX(cont)<0
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editDemax,'string',0);
    handles.complete12=0;
end
guidata(hObject,handles);

function editDemaxHP_Callback(hObject, eventdata, handles)
global DEMAXHP;
global cont;
handles.complete13=1;
DEMAXHP(cont)=str2double(get(hObject,'string'));
if isnan(DEMAXHP(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editDemaxHP,'string',0);
    handles.complete13=0;
end
if DEMAXHP(cont)<0
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editDemaxHP,'string',0);
    handles.complete13=0;
end
guidata(hObject,handles);

function editDemaxHFP_Callback(hObject, eventdata, handles)
global DEMAXHFP;

```

```

global cont;
handles.complete14=1;
DEMAXHFP(cont)=str2double(get(hObject,'string'));
if isnan(DEMAXHFP(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editDemaxHFP,'string',0);
    handles.complete14=0;
end
if DEMAXHFP(cont)<0
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editDemaxHFP,'string',0);
    handles.complete14=0;
end
guidata(hObject,handles);

function editPotCntr_Callback(hObject, eventdata, handles)
global POTCNTR;
global cont;
handles.complete15=1;
POTCNTR(cont)=str2double(get(hObject,'string'));
if isnan(POTCNTR(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editPotCntr,'string',0);
    handles.complete15=0;
end
if POTCNTR(cont)<0
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editPotCntr,'string',0);
    handles.complete15=0;
end
guidata(hObject,handles);

function editEA_Callback(hObject, eventdata, handles)
global EA;
global cont;
handles.complete16=1;
EA(cont)=str2double(get(hObject,'string'));
if isnan(EA(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editEA,'string',0);
    handles.complete16=0;
end
if EA(cont)<0
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editEA,'string',0);
    handles.complete16=0;
end
guidata(hObject,handles);

function editEAPP_Callback(hObject, eventdata, handles)
global EAPP;
global cont;
handles.complete17=1;
EAPP(cont)=str2double(get(hObject,'string'));
if isnan(EAPP(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editEAPP,'string',0);
    handles.complete17=0;
end
if EAPP(cont)<0
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editEAPP,'string',0);
    handles.complete17=0;
end
guidata(hObject,handles);

function editEAFP_Callback(hObject, eventdata, handles)
global EAFP;
global cont;
handles.complete18=1;
EAFP(cont)=str2double(get(hObject,'string'));
if isnan(EAFP(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');

```

```

        set(handles.editEAFP, 'string',0);
        handles.complete18=0;
    end
    if EAFP(cont)<0
        errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
        set(handles.editEAFP, 'string',0);
        handles.complete18=0;
    end
    guidata(hObject,handles);

function editER_Callback(hObject, eventdata, handles)
global ER;
global cont;
handles.complete19=1;
ER(cont)=str2double(get(hObject, 'string'));
if isnan(ER(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editER, 'string',0);
    handles.complete19=0;
end
if ER(cont)<0
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editER, 'string',0);
    handles.complete19=0;
end
guidata(hObject,handles);

function editNHP_Callback(hObject, eventdata, handles)
global NHP;
global cont;
handles.complete20=1;
NHP(cont)=str2double(get(hObject, 'string'));
if isnan(NHP(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editNHP, 'string',0);
    handles.complete20=0;
end
if NHP(cont)<0
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editNHP, 'string',0);
    handles.complete20=0;
end
guidata(hObject,handles);

function editSubtotal_Callback(hObject, eventdata, handles)
global SUBTOTAL;
global cont;
handles.complete21=0;
SUBTOTAL(cont)=str2double(get(hObject, 'string'));
if isnan(SUBTOTAL(cont))
    errordlg('Debe ingresar un valor numérico','ERROR');
    set(handles.editSubtotal, 'string',0);
    handles.complete21=0;
end
if SUBTOTAL(cont)
    errordlg('Debe ingresar un valor positivo','ERROR');
    set(handles.editSubtotal, 'string',0);
    handles.complete21=0;
end
guidata(hObject,handles);

% --- Executes on button press in button_next.
function button_next_Callback(hObject, eventdata, handles)
global a;
verif=0;
if handles.complete11==0
    errordlg('Ingrese valor de "factor de calificacion" valido','Error');
    verif=1;
end
if handles.complete12==0
    errordlg('Ingrese valor de "demanda maxima" valido','Error');
    verif=1;
end
end

```

```

if handles.complete13==0
    errordlg('Ingrese valor de "demanda maxima en HP" valido','Error');
    verif=1;
end
if handles.complete14==0
    errordlg('Ingrese valor de "demanda maxima en HFP" valido','Error');
    verif=1;
end
if handles.complete15==0
    errordlg('Ingrese valor de "potencia contratada" valido','Error');
    verif=1;
end
if handles.complete16==0
    errordlg('Ingrese valor de "energia activa" valido','Error');
    verif=1;
end
if handles.complete17==0
    errordlg('Ingrese valor de "energia activa en HP" valido','Error');
    verif=1;
end
if handles.complete18==0
    errordlg('Ingrese valor de "energia activa en HFP" valido','Error');
    verif=1;
end
if handles.complete19==0
    errordlg('Ingrese valor de "energia reactiva" valido','Error');
    verif=1;
end
if handles.complete20==0
    errordlg('Ingrese valor de "numero de horas punta" valido','Error');
    verif=1;
end
if handles.complete21==0
    errordlg('Ingrese valor de "subtotal" valido','Error');
    verif=1;
end
if verif==0
    a=2;           % con este flag, el programa principal cierra la pagina
end              % Y abre otra (refresca la) pantalla de ingreso de data.
guidata(hObject,handles);

```


ANEXO C

El pliego tarifario utilizado en los casos analizados, correspondiente al mes de julio de 2014, se muestra en la tabla C1.

Tabla C1. Pliego tarifario del mes de julio de 2014 – Región Piura.

MEDIA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA MT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.25
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	19.15
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	16
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	36.75
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	10.77
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	14.43
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.59
TARIFA MT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.25
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	19.15
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	16
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	34.23
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	16.9
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	12.27
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	13.38
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.59
TARIFA MT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.25
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	16.82
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	34.23
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	16.9
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	12.27
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	13.38
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.59
BAJA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA BT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.25
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	20.82
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	17.4
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	36.99
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	59.47
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	42.19
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.59
TARIFA BT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.25
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	20.82
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	17.4
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	31.2
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	20.44
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	59.34
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	53.37
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.59

Fuente: Osinergmin. Link: <http://www2.osinerg.gob.pe/Tarifas/Electricidad/TarifasMapa.html>

(Consultado el 05 de agosto de 2014).

Tabla C1. Pliego tarifario del mes de julio de 2014 – Región Piura (continuación).

	BAJA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA BT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.25
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	18.29
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	31.2
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	20.44
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	59.34
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	53.37
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.59
TARIFA BT5A:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E		
	a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.25
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	128.13
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	17.4
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	56.8
	b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.25
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	151.84
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	17.4
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	56.8
TARIFA BT5B:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	49.42
TARIFA BT5B Residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.92
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	36.13
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.92
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	10.84
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	48.17
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	49.42
TARIFA BT5C:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.16
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	48.33
TARIFA BT6:	TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3
	Cargo por Potencia	ctm. S./W	17.89
TARIFA BT7:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
No residencial	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.14
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	48.63
TARIFA BT7 Residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.09
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	35.55
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.09
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	10.67
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	47.4
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.14
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	48.63

Fuente: Osinergmin. Link: <http://www2.osinerg.gov.pe/Tarifas/Electricidad/TarifasMapa.html>
(Consultado el 05 de agosto de 2014).

Tabla C2. Datos de consumo eléctrico del suministro “San Eduardo 330” – año 2013.

Mes o Período de facturación	Calificación: HP=1, HFP=0	Factor de Calificación	Nº de horas punta	Pot. Máxima demanda	Máxima Demanda HP	Máxima Demanda en HFP	Potencia contratada	Cargo Fijo	Cargo Mto y Reposición de conexión
1	0.00	0.4718	130	368.2909	317.6728	368.2909	370	5.0520	12.30
2	1.00	0.5241	120	360.7637	345.9637	360.7637	370	5.0140	12.30
3	1.00	0.5323	120	425.8910	417.4910	425.8910	370	5.0200	12.30
4	1.00	0.5435	130	394.1455	371.5637	394.1455	370	5.0200	12.30
5	1.00	0.5597	130	390.2182	379.6364	390.2182	370	5.0300	12.40
6	1.00	0.5833	120	336.9819	336.9819	271.4182	370	5.0200	12.40
7	1.00	0.5300	130	368.4728	361.5637	368.4728	370	5.0200	12.50
8	1.00	0.5335	130	367.2728	360.0000	367.2728	370	5.1000	12.40
9	1.00	0.6066	125	302.6182	302.6182	289.9637	370	5.2000	12.90
10	1.00	0.6218	130	316.6909	316.6909	303.2728	370	5.1600	12.80
11	1.00	0.6048	125	323.2364	323.2364	304.2546	370	6.2200	12.80
12	0.00	0.4851	125	290.8364	290.8364	259.3091	370	6.2300	12.80

Fuente: Departamento de Mantenimiento – Universidad de Piura (campus Piura).

Tabla C2. Datos de consumo eléctrico del suministro “San Eduardo 330” – año 2013 (continuación).

Mes o Período de facturación	Energía activa kWh	Energía activa HP-kWh	Energía activa FP-kWh	Energía reactiva kVARh	Pot. Uso redes distrib. HP-kW	Pot. Uso redes distrib. FP-kW	Pot. Activa gen. FP-kW	Pot. Activa gen. HP - kW	Alumbrado público	Subtotal
1	116290.9207	22589.0932	93701.8276	35890.9127	365.1819	0	0	368.2909	900	26702
2	108181.8290	22690.9114	85490.9176	31709.0941	365.1819	0	0	360.7637	900	29615
3	126269.1035	27203.6391	99065.4645	32647.2760	397.0910	0	0	425.8910	810	34571
4	129403.6493	27850.9119	101552.7374	39134.5494	410.0183	0	0	394.1455	900	34560
5	129800.0130	28392.7301	101407.2829	38018.1856	410.0183	0	0	390.2182	900	31520
6	108349.1017	23585.4569	84763.6448	27727.2755	410.0183	0	0	336.9819	840	28007
7	119715.7574	25385.4571	94330.3003	34187.8943	410.0183	0	0	368.4728	870	29484
8	119716.9938	25472.7298	94244.2640	34190.2943	410.0183	0	0	367.2728	960	31601
9	105290.9196	22945.4568	82345.4628	23221.8205	392.1819	0	0	302.6182	960	27730
10	115163.6479	25600.0026	89563.6453	27454.5482	379.3455	0	0	316.6909	960	29518
11	110436.3747	24436.3661	86000.0086	26509.0936	367.8728	0	0	323.2364	990	30882
12	88000.0088	17636.3654	70363.6434	17054.5472	367.8728	0	0	290.8364	780	22536

Fuente: Departamento de Mantenimiento – Universidad de Piura (campus Piura).

Tabla C3. Datos de consumo eléctrico del suministro “MASTER” – año 2013.

Mes o Período de facturación	Calificación: HP=1, HFP=0	Factor de Calificación	Nº de horas punta	Pot. Máxima demanda	Máxima Demanda HP	Máxima Demanda en HFP	Potencia contratada	Cargo Fijo	Cargo Mto y Reposición de conexión
1	0.00	0.2818	130	74.0708	57.7348	74.0708	85	5.0519	12.220
2	0.00	0.2777	120	81.4342	79.4979	81.4342	85	5.0143	12.190
3	0.00	0.3649	120	78.1616	76.8525	78.1616	85	5.0190	12.200
4	0.00	0.3268	130	74.7798	71.9981	74.7798	85	5.0200	12.200
5	0.00	0.3357	130	63.1074	63.1074	62.2620	85	5.0290	12.320
6	0.00	0.3241	120	61.3620	51.5168	61.3620	85	5.0210	12.400
7	0.00	0.3844	130	43.9352	38.8626	43.9352	85	5.0200	12.440
8	0.00	0.3792	130	48.4078	47.7533	48.4078	85	5.1013	12.600
9	0.00	0.3113	125	53.9713	49.1169	53.9713	85	5.1550	12.770
10	0.00	0.3122	130	55.4440	55.4440	54.5713	85	5.1600	12.700
11	0.00	0.3053	125	51.8168	47.7260	51.8168	85	6.2300	12.720
12	0.00	0.2935	125	61.3347	46.6078	61.3347	85	6.2180	12.700

Fuente: Departamento de Mantenimiento – Universidad de Piura (campus Piura).

Tabla C3. Datos de consumo eléctrico del suministro “MASTER” – año 2013 (continuación).

Mes o Período de facturación	Energía activa kWh	Energía activa HP-kWh	Energía activa FP-kWh	Energía reactiva kVARh	Pot. Uso redes distrib. HP-kW	Pot. Uso redes distrib. FP-kW	Pot. Activa gen. FP - kW	Pot. Activa gen. HP-kW	Alumbrado público	Subtotal
1	12558.7560	2713.5640	9845.1920	1104.5160	0	72.2163	74.0708	0	150	3685.720
2	13513.2760	2713.5640	10799.7120	1677.2280	0	77.7525	81.4342	0	150	4085.230
3	15163.2320	3422.6360	11740.5960	1949.9480	0	79.7979	78.1616	0	189	4399.070
4	13867.8120	3177.1880	10690.6240	1595.4120	0	79.7979	74.7798	0	150	4123.000
5	12436.0320	2754.4720	9681.5600	1131.7880	0	79.7979	63.1074	0	120	3417.380
6	10322.4520	2386.3000	7936.1520	654.5280	0	79.7979	61.3620	0	112	3171.000
7	8304.3240	2195.3960	6108.9280	218.1760	0	79.7979	43.9352	0	87	2486.660
8	9136.1200	2386.3000	6749.8200	463.6240	0	76.4707	48.4078	0	96	2858.900
9	9940.6440	2099.9440	7840.7000	654.5280	0	68.9436	53.9713	0	96	2996.380
10	9804.2840	2249.9400	7554.3440	531.8040	0	62.2347	55.4440	0	96	2947.000
11	8767.9480	1977.2200	6790.7280	449.9880	0	58.3894	51.8168	0	117	2906.710
12	10336.0880	2249.9400	8086.1480	722.7080	0	61.3484	61.3347	0	132	3322.000

Fuente: Departamento de Mantenimiento – Universidad de Piura (campus Piura).

Tabla C4. Datos de consumo eléctrico del suministro “Facultad de Ciencias de la Educación” – año 2013.

Mes o Período de facturación	Calificación: HP=1, HFP=0	Factor de Calificación	Nº de horas punta	Pot. Máxima demanda	Máxima Demanda HP	Máxima Demanda en HFP	Potencia contratada	Cargo Fijo	Cargo Mto y Reposición de conexión
1	1.00	0.5650	130	57.9273	57.9273	45.6000	250	5.0519	12.300
2	1.00	0.5777	120	60.9818	60.9818	50.3182	250	5.0143	12.270
3	1.00	0.5347	120	79.6901	79.6901	64.3091	250	5.0190	12.000
4	1.00	0.5588	130	86.3454	86.3454	67.7182	250	5.0200	12.200
5	1.00	0.6142	130	82.6636	82.6636	71.4273	250	5.0290	12.410
6	1.00	0.6991	120	72.4909	72.4909	58.7727	250	5.0210	12.000
7	1.00	0.7234	130	59.4545	59.4545	40.5000	250	5.0200	12.530
8	1.00	0.6397	130	76.9091	76.9091	59.8636	250	5.1013	12.000
9	1.00	0.6615	125	81.3000	81.3000	66.7636	250	5.1550	12.860
10	1.00	0.6545	130	83.3454	83.3454	58.8273	250	5.1600	12.000
11	1.00	0.6892	125	78.1909	78.1909	58.4727	250	6.2180	12.800
12	1.00	0.6727	125	66.8182	66.8182	43.6364	250	6.2300	12.810

Fuente: Departamento de Mantenimiento – Universidad de Piura (campus Piura).

Tabla C4. Datos de consumo eléctrico del suministro “Facultad de Ciencias de la Educación” – año 2013 (continuación).

Mes o Periodo de facturación	Energía activa kWh	Energía activa HP-kWh	Energía activa FP-kWh	Energía reactiva kVARh	Pot. Uso redes distrib. HP-kW	Pot. Uso redes distrib. FP-kW	Pot. Activa gen. FP - kW	Pot. Activa gen. HP - kW	Alumbrado público	Subtotal
1	14331.8144	4254.5443	10077.2700	4718.1806	68.5500	0	0	57.9273	130	4292.92
2	14481.8143	4227.2716	10254.5427	4731.8169	68.5500	0	0	60.9818	150	4524.50
3	17659.0862	5113.6350	12545.4512	4472.7261	75.9409	0	0	79.6909	243	5688.00
4	22077.2668	6272.7256	15804.5412	8222.7251	83.0182	0	0	86.3454	330	6764.35
5	23031.8120	6599.9982	16431.8138	8959.0885	84.5045	0	0	82.6636	330	6292.32
6	20590.9036	6081.8166	14509.0870	8713.6340	84.5045	0	0	72.4909	308	5863.00
7	18040.9043	5590.9076	12449.9967	8509.0886	84.5045	0	0	59.4545	261	4962.09
8	21190.9034	6395.4528	14795.4506	9477.2702	84.5045	0	0	76.9091	352	6336.00
9	22227.2688	6722.7255	15504.5413	9354.5430	84.5045	0	0	81.3000	352	6607.22
10	23290.9029	7090.9072	16199.9957	9559.0884	83.0045	0	0	83.3454	352	6810.00
11	21927.2669	6736.3618	15190.9050	9449.9974	82.3227	0	0	78.1909	363	6957.50
12	15940.9048	5618.1803	10322.7245	6504.5437	82.3227	0	0	66.8182	273	5624.62

Fuente: Departamento de Mantenimiento – Universidad de Piura (campus Piura).

Tabla C5. Datos de consumo eléctrico del suministro “Av. Las Palmeras” – año 2013.

Mes o Período de facturación	Calificación: HP=1, HFP=0	F. Calificación	Nº de horas punta	Pot. Máxima demanda	Máxima Demanda HP	Máxima Demanda en HFP	Potencia contratada	Cargo Fijo	Cargo Mtto y Reposición de conexión
1	1.00	0.9417	130	14.9520	14.8200	14.9520	72	5.0519	18.3040
2	0.00	0.4719	120	27.7680	27.7680	23.3280	72	5.0143	15.7240
3	0.00	0.4919	120	28.4280	28.4280	25.1040	72	5.0190	16.7800
4	0.00	0.3011	130	47.1600	40.7520	47.1600	72	5.0200	18.4600
5	1.00	0.5484	130	24.4920	24.4920	18.2880	72	5.0290	17.4600
6	0.00	0.3234	120	40.6800	40.6800	30.9000	72	5.0210	15.7880
7	0.00	0.2835	130	40.0480	40.0480	30.4600	72	5.0200	14.7600
8	1.00	0.5469	130	21.1440	21.1440	12.1320	72	5.1013	15.0320
9	1.00	0.5983	125	19.5000	19.5000	14.9920	72	5.1550	14.5840
10	1.00	0.5617	130	21.1680	21.1680	11.9400	72	5.1600	15.4560
11	1.00	0.5486	125	21.7560	21.7560	14.5560	72	6.2180	14.9200
12	0.00	0.4910	125	23.2000	23.2000	19.8400	72	6.2300	14.2400

Fuente: Departamento de Mantenimiento – Universidad de Piura (campus Piura).

Tabla C5. Datos de consumo eléctrico del suministro “Av. Las Palmeras” – año 2013 (continuación).

Mes o Período de facturación	Energía activa kWh	Energía activa HP-kWh	Energía activa FP-kWh	Energía reactiva kVARh	Pot. Uso redes distrib. HP-kW	Pot. Uso redes distrib. FP-kW	Pot. Activa gen. FP - kW	Pot. Activa gen. HP - kW	Alumbrado público	Subtotal
1	6572.00	1830.40	4741.60	514.40	22.5480	0	0	14.9420	75.00	1637.16
2	5379.60	1572.40	3807.20	402.00	25.2000	0	0	27.7680	75.00	1547.53
3	6412.00	1678.00	4734.00	448.40	28.0980	0	0	28.4280	67.50	1746.00
4	6308.00	1846.00	4462.00	707.60	37.7940	0	0	47.1600	75.00	2101.10
5	5542.00	1746.00	3796.00	302.40	37.7940	0	0	24.4920	75.00	1765.22
6	5217.20	1578.80	363.40	414.00	43.9200	0	0	40.6800	70.00	1795.80
7	4447.60	1476.00	2971.60	179.60	43.9200	0	0	40.0480	43.50	1590.30
8	4545.20	1503.20	3042.00	228.00	43.9200	0	0	21.1440	48.00	1658.80
9	4454.40	1458.40	2996.00	284.00	43.9200	0	0	19.5000	48.00	1607.46
10	4829.60	1545.60	3284.00	304.00	40.3640	0	0	21.1680	48.00	1680.00
11	4724.00	1492.00	3232.00	384.00	40.3640	0	0	21.7560	49.50	1867.14
12	4632.00	1424.00	3208.00	528.00	31.6240	0	0	23.2000	58.50	1497.37

Fuente: Departamento de Mantenimiento – Universidad de Piura (campus Piura).