



UNIVERSIDAD  
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Metodología de gestión de demanda eléctrica de usuario regulado para optimizar la facturación eléctrica. Caso de estudio: Empresa 'San Roque' de la ciudad de Lambayeque**

Tesis para optar el Título de  
Ingeniero Mecánico - Eléctrico

**José Alonso Vilcabana Zamora**

Asesor(es):  
Mgtr. Ing. José Hugo Fiestas Chévez

Piura, mayo de 2023

NOMBRE DEL TRABAJO

**Metodologia - Jose Alonso Vilcabana.pdf**

AUTOR

**José Alonso Vilcabana Zamora**

RECUENTO DE PALABRAS

**30181 Words**

RECUENTO DE CARACTERES

**156972 Characters**

RECUENTO DE PÁGINAS

**115 Pages**

TAMAÑO DEL ARCHIVO

**4.1MB**

FECHA DE ENTREGA

**Nov 22, 2022 12:41 PM GMT-5**

FECHA DEL INFORME

**Nov 22, 2022 12:44 PM GMT-5****● 15% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos

- 13% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 11% Base de datos de trabajos entregados
- 4% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

**● Excluir del Reporte de Similitud**

- Material bibliográfico
- Material citado
- Material citado
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 8 palabras)

### **Dedicatoria**

Dedico este trabajo a Dios, mi guía y camino, a mi madre Elena Zamora, mi padre José Vilcabana, mi hermana Claudia Vilcabana y a todas las personas que me sirvieron de inspiración.





## Resumen

El bajo o inexistente control sobre la demanda eléctrica de los clientes regulados les ocasiona elevados registros de potencia eléctrica en cortos periodos de tiempo o consumo de energía ineficiente. Esto adicional a exigir un sobredimensionamiento de su infraestructura eléctrica también repercute en su facturación eléctrica. En el caso de la demanda de potencia eléctrica esto es crítico porque un elevado consumo se registra en la facturación hasta por seis meses.

Este proyecto tiene como fin establecer una metodología de gestión de demanda eléctrica que permita optimizar la facturación de un cliente eléctrico regulado. Para lo cual se ha revisado la bibliografía técnica especializada, las normas y los reglamentos vigentes asociados a las tarifas eléctricas en el mercado regulado peruano.

El trabajo desarrollado durante el estudio ha permitido obtener una metodología teórica que ha sido validada en un caso aplicativo en la empresa industrial "San Roque", ubicada en la ciudad de Lambayeque. Los resultados han sido satisfactorios logrando identificar un posible ahorro de S/. 18 413, lo que representa un 12.5% de su facturación anual. Es importante señalar que en las acciones propuestas en la metodología generan costos no significativos en relación a su ejecución.



## Tabla de contenido

Introducción.....	15
Capitulo 1. Marco Teórico.....	17
1.1 Introducción:.....	17
1.2 Electricidad .....	17
1.2.1 Corriente.....	17
1.2.2 Potencia eléctrica .....	19
1.2.3 Energía eléctrica .....	22
1.3 Demanda eléctrica.....	22
1.3.1 Curva de demanda.....	23
1.3.2 Cálculo de demanda eléctrica en el Perú .....	26
1.4 Normativa de opciones tarifas eléctricas y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final .....	27
1.4.1 Aspectos generales.....	27
1.4.2 Tarifas eléctricas.....	32
1.5 Gestión de la demanda eléctrica .....	37
1.5.1 Tipos de gestión de la demanda eléctrica .....	38
1.5.2 Tecnologías necesarias para la aplicación de gestión de demanda.....	40
1.5.3 Beneficios de la gestión de demanda eléctrica .....	40
1.5.4 Barreras para gestionar la demanda eléctrica .....	42
1.5.5 Aplicación de gestión de demanda eléctrica a usuarios industriales .....	43
Capitulo 2. Metodología de gestión de demanda eléctrica para optimiza la facturación de un usuario regulado .....	47
2.1 Recopilación de datos:.....	49

2.1.1 Conocer las cargas presentes .....	49
2.1.2 Itinerario del funcionamiento de los aparatos eléctricos .....	49
2.1.3 Comportamiento del consumo eléctrico .....	49
2.2 Desarrollo del plan de gestión de demanda:.....	49
2.2.1 Establecimiento de un horario de consumo correcto.....	50
2.2.2 Verificación de la opción tarifaria del usuario.....	50
2.2.3 Analisis de carga interrumpible.....	50
2.2.4 Reducción de la máxima demanda de potencia eléctrica.....	51
Capitulo 3. Aplicación de la metodología de gestión de demanda en la empresa San Roque para la optimización y elección correcta de la tarifa eléctrica .....	55
3.1 Aplicación de la metodología de gestión de demanda elaborada al usuario San Roque	56
3.1.1 Recopilación de datos.....	56
3.1.2 Desarrollo del plan de gestión de demanda eléctrica.....	75
3.1.3 Resumen de resultados obtenidos.....	92
Conclusiones .....	93
Referencias bibliográficas.....	95
Anexos.....	99
Anexo A. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de enero del año 2019 .....	101
Anexo B. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de febrero del año 2019.....	102
Anexo C. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de marzo del año 2019.....	103
Anexo D. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de abril del año 2019 .....	104
Anexo E. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de mayo del año 2019 .....	105
Anexo F. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de junio del año 2019 .....	106
Anexo G. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de julio del año 2019 .....	107
Anexo H. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de agosto del año 2019.....	108
Anexo I. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de setiembre del año 2019.....	109
Anexo J. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de octubre del año 2019 .....	110
Anexo K. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de noviembre del año 2019 .....	111
Anexo L. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de diciembre del año 2019 .....	112

### Lista de tablas

Tabla 1 Resumen de las fórmulas para el cálculo del importe final para la tarifa MT2 .....	34
Tabla 2 Resumen de las fórmulas para el cálculo del importe final para la tarifa MT3 .....	35
Tabla 3 Resumen de las fórmulas para el cálculo del importe final para la tarifa MT4 .....	37
Tabla 4 Resumen de los datos de potencia y energía consumida mensualmente en los años 2018 y 2019 por la fabrica de San Roque .....	71
Tabla 5 Valores de la demanda eléctrica diaria por horas, en la fabrica San Roque .....	74
Tabla 6 Valores de la demanda eléctrica diairia por horas en la fábrica San Roque posteriores a la gestión de demanda.....	88





## Lista de figuras

Figura 1 Representación gráfica de la corriente continua en un plano cartesiano .....	18
Figura 2 Representación gráfica de la corriente alterna en un plano cartesiano.....	19
Figura 3 Representación gráfica de la curva oscilante de potencia reactiva (P), producto de la multiplicación de la curva de corriente (i) y tensión (e) desfasadas 90° . .....	20
Figura 4 Triángulo de Potencias eléctrica .....	22
Figura 5 Previsiones de la demanda eléctrica en las regiones con mayor desarrollo económico del mundo .....	23
Figura 6 Representación gráfica en un plano cartesiano de la curva de demanda eléctrica .	24
Figura 7 Gráfico aproximado de la curva de demanda eléctrica diaria para el sector residencial .....	24
Figura 8 Gráfico aproximado de la curva de demanda eléctrica diaria para el sector comercial .....	25
Figura 9 Gráfico aproximado de la curva de demanda eléctrica diaria para el sector industrial .....	25
Figura 10 Representación gráfica del horario en punta y fuera de punta.....	28
Figura 11 Modelo de la factura eléctrica peruana.....	31
Figura 12 Curva de demanda eléctrica promedio de la empresa CARTOPEL 2012 .....	44
Figura 13 Diagrama de flujo de la metodología de gestión de demanda para un usuario regulado.....	48
Figura 14 Diagrama representativa de gestión de demanda para una empresa de facil modificación de cargas.....	52
Figura 15 Diagrama representativa de gestión de demanda para una empresa de compleja modificación de cargas.....	53
Figura 16 Caldera a gas que utiliza una bomba eléctrica para la distribución de agua .....	57
Figura 17 Torre de enfriamiento SICREA junto a su respectiva bomba eléctrica .....	58

Figura 18 Sistema de refrigeración utilizada por los tanques internos donde se almacena la leche utilizada.....	59
Figura 19 Tanques de almacenamiento de leche refrigerados.....	59
Figura 20 Sistemas de 4 pailas entrelazadas entre sí mismas llevando a cabo la elaboración del manjar .....	60
Figura 21 Agitador industrial de camote junto al operario manejando la máquina .....	61
Figura 22 Batidoras industriales utilizadas en el área de panadería .....	62
Figura 23 Molino de galleta industrial junto a las 2 roladoras industriales.....	62
Figura 24 Área de hornos a gas .....	63
Figura 25 Maquinaria utilizada en el área de chocolatería.....	63
Figura 26 Maquinaria de empaquetado en pleno funcionamiento.....	64
Figura 27 Sistema hidroneumático encargados de abastecer de agua a toda la fábrica .....	65
Figura 28 Gráfica que muestra el itinerario de funcionamiento de las maquinarias de la fábrica de San Roque separada por procesos (parte 1).....	68
Figura 29 Gráfica que muestra el itinerario de funcionamiento de las maquinarias de la fábrica de San Roque separada por procesos (parte 2).....	69
Figura 30 Gráfico del consumo mensual de energía activa por la fabrica San Roque del año 2018 y 2019.....	72
Figura 31 Curva de demanda de potencia eléctrica máxima anual de la fábrica San Roque de los años 2018 y 2019.....	72
Figura 32 Grafico comparativo del consumo mensual de energía activa contra la reactiva para el año 2019.....	73
Figura 33 Curva de demanda eléctrica diaria de la fabrica San Roque. ....	74
Figura 34 Lista de precios para cada cargo de las diferentes tarifa eléctrica en media tensión – Fecha: 04-01-2019.....	76
Figura 35 Lista de precios para cada cargo de las diferentes tarifa eléctrica en baja tensión – Fecha: 04-01-2019.....	77
Figura 36 Resumen en tablas de los cálculos de precios para tarifas en media tensión correspondientes al consumo eléctricos de la Empresa San Roque.....	82
Figura 37 Gráfica del itinerario diario del funcionamiento de las maquinarias de la fábrica de San Roque modificado Parte 1 .....	85
Figura 38 Gráfica del itinerario diario del funcionamiento de las maquinarias de la fábrica de San Roque modificado Parte 2 .....	86

Figura 39 Curva de demanda eléctrica diaria modificada de la fabrica San Roque..... 88

Figura 40 Resumen comparativo de costos para tarifa en media tensión MT3 con su respectiva gestión de demanda y la tarifa MT4 a la que pertenecen actualmente.....94





## **Introducción**

La necesidad de competitividad de las empresas les obliga a reducir sus costos de producción, dentro de los cuales la facturación de electricidad es un factor importante. La presente metodología tiene como finalidad ser un soporte a las empresas industriales que son usuarios eléctricos regulados del mercado eléctrico peruano, ya que establece un procedimiento para optimizar sus requerimientos de potencia modificando sus hábitos de consumo y seleccionando adecuadamente su opción tarifaria de usuario final.

En el capítulo 1 del presente trabajo se desarrolla el marco teórico, el cual incluye los conceptos generales de demanda eléctrica, la revisión de la norma vigente de opciones tarifarias eléctricas y condiciones para usuarios regulado en el Perú, a su vez, se profundizará en los tipos, beneficios y barreras de la gestión de demanda eléctrica.

En el capítulo 2 se plantea la metodología de gestión de demanda eléctrica para un usuario regulado, se describe de manera detallada los criterios tomados en cuenta para su elaboración y también se detallan los pasos a seguir para aplicar la metodología propuesta.

En el capítulo 3 se aplica la metodología propuesta a un usuario regulado. Para esta parte del trabajo se considera a la empresa industrial "San Roque", se muestran a detalle los pasos del procedimiento y los resultados obtenidos.

Finalmente, en el capítulo 4, se plantean las conclusiones obtenidas de la metodología propuesta y los beneficios que se pueden obtener mediante su aplicación.



## Capítulo 1

### Marco Teórico

#### 1.1 Introducción

El presente trabajo sienta sus bases en la rama eléctrica, gestión de demanda y la facturación del suministro eléctrico peruano, por lo tanto, es fundamental tener en claro los conceptos básicos sobre la electricidad, potencia, energía, gestión de demanda eléctrica y normativa de opciones tarifarias.

#### 1.2 Electricidad

Se define como el fenómeno físico enlazado a la materia y a la vida, energía que se enuncia en forma de movimiento de electrones de la órbita externa de los átomos que componen cualquier material conductor. (Instituto Catalán de Energía, 2021), o como el movimiento de electrones que se trasladan por un material eléctrico, el cual permita su circulación (OSINERGMIN, 2016). Ambos conceptos comparten la misma idea, por ende, podemos afirmar que la electricidad es aquel fenómeno físico que es causado por cargas eléctricas en movimiento y su energía puede ser utilizada en fenómenos químicos, térmicos, mecánicos, etc.

Conceptualizada la definición de electricidad, se procede a dar una noción de corriente, potencia y energía.

##### 1.2.1 Corriente

Es el flujo de carga eléctrica respecto a un tiempo determinado, el cual tiene a la tensión o voltaje (V) como impulso del movimiento y es medida en Amperes (A). (Alexander, 2006), a diferencia de la electricidad como fenómeno, la corriente esta conceptualizada como el movimiento ordenado de cargas (electrones) el cual tiene magnitud y se puede representar matemáticamente relacionando la corriente (i), la carga (q) y el tiempo (t) en la siguiente ecuación:

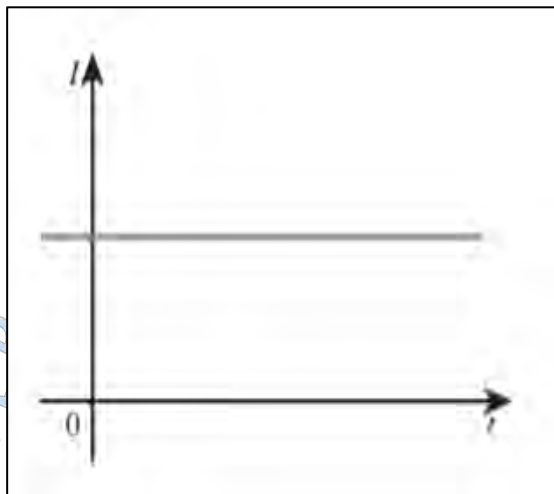
$$i \triangleq \frac{dq}{dt} \left( \frac{\text{coulomb}}{\text{segundo}} \right)$$

Dependiendo del movimiento de las cargas se puede clasificar en corriente alterna y corriente continua.

**1.2.1.1 Corriente Continua.** También conocida como corriente directa (CD), ya que el movimiento de sus electrones permanece constante a lo largo del tiempo (Alexander, 2006). Por lo tanto, se define como el flujo invariable e incesante de cargas eléctricas entre 2 puntos, debido a una diferencia de potencial eléctrico (SANTOS, 2018).

La corriente continua se genera mediante la máquina eléctrica llamada dinamo, a continuación, se muestra un plano cartesiano del flujo de carga invariable respecto al tiempo.

**Figura 1. Representación gráfica de la corriente continua en un plano cartesiano**

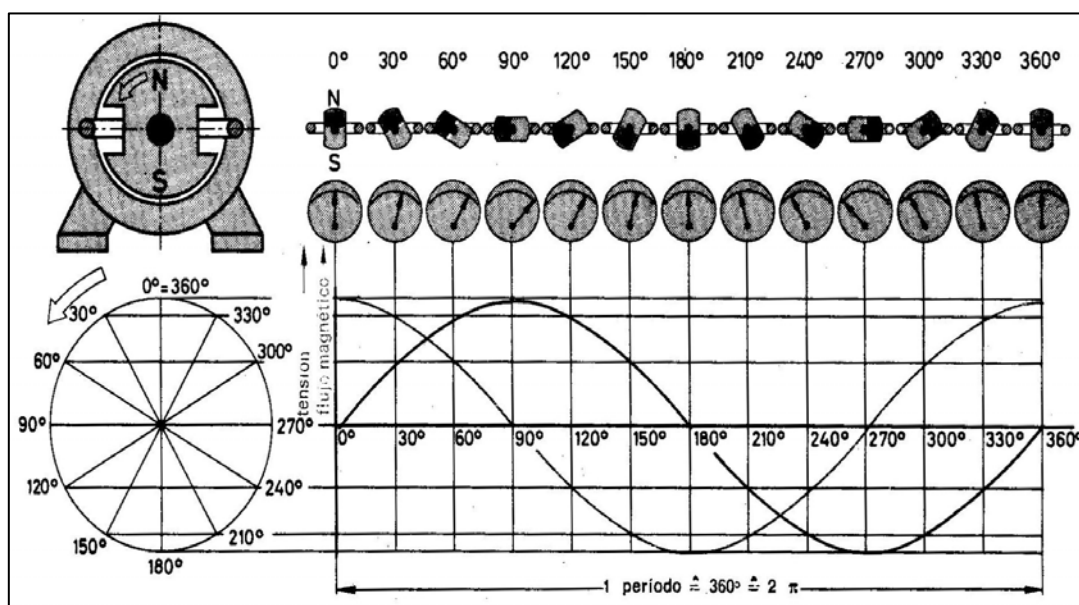


**Nota.** Adaptado de (Alexander, 2006).

**1.2.1.2 Corriente alterna.** Definido como el tipo de corriente eléctrica en la que la dirección y magnitud del flujo de cargas (electrones) varía constantemente en el tiempo; es decir cambian su valor de un máximo positivo a uno negativo en un determinado semiperiodo de tiempo (SANTOS, 2018), o como la corriente que cambia sinusoidalmente en el tiempo. (Alexander, 2006). Se puede observar en la figura 2 los conceptos mencionados. La corriente alterna es originada por la variación de polaridad de una determinada diferencia de potencial, la cual es producida por generadores eléctricos, estos generadores pueden estar dentro de centrales hidroeléctricas, eólicas, térmicas, etc., aprovechando el movimiento de fuentes naturales (flujos de aires, agua y vapor). Diferentes aparatos modernos funcionan con este tipo de corriente, dentro de este grupo encontramos al equipo industrial más resaltante, el cual es el motor eléctrico de inducción.

En relación al transporte de energía, la corriente alterna tiene la característica de transportar grandes cantidades de energía eléctrica con menores pérdidas en comparación a la corriente continua, ya que permite utilizar el transformador eléctrico.

**Figura 2. Representación gráfica de la corriente alterna en un plano cartesiano**



**Nota. Adaptado de (Alexander, 2006).**

### 1.2.2 Potencia eléctrica

Es la capacidad de hacer o realizar algún trabajo en un determinado tiempo, su unidad es el watt (Wildi, 2006). Se representa matemáticamente en la siguiente fórmula:

$$P [W] = \frac{W [J]}{t [s]}$$

La potencia eléctrica es la cantidad de energía que se puede consumir, trasladar o producir en cada unidad de tiempo (OSINERGMIN, 2016). De las definiciones anteriores se entiende que los dispositivos que tengan mayor potencia que otro tienen una mayor capacidad de desarrollar una tarea en el mismo intervalo de tiempo, ejemplo de lo mencionado es el foco con 100 W de potencia, el cual iluminará más que uno de 60W.

En circuitos eléctricos la potencia eléctrica está definida por 2 parámetros fundamentales, las cuales son la tensión y la corriente eléctrica; se representa matemáticamente de la siguiente manera:

$$P = V \times I$$

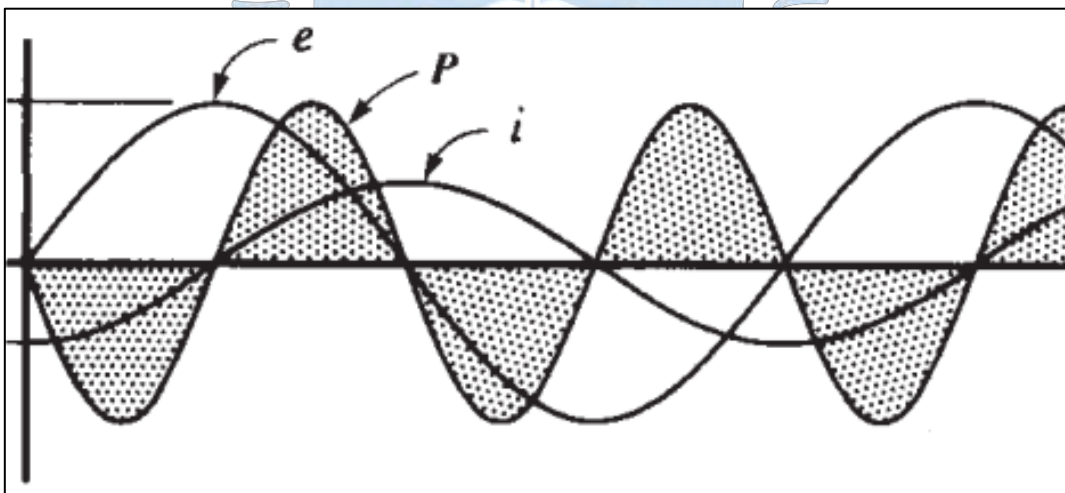
Dicha fórmula aplica para circuitos en corriente continua y alterna. En el caso de corriente continua al tener tensión y corriente constantes las variables V e I hacen referencia a magnitudes escalares. En el caso de corriente alterna debemos utilizar magnitudes fasoriales, ya que nos permiten simplificar el trabajo con las señales de ondas de tensión y corriente. Asimismo, debemos tener en consideración los desfases que pueden generar los elementos en un circuito de corriente alterna: desfase cero en el caso de una resistencia, desfase  $\pm 90^\circ$  en el caso de una inductancia o condensador. Los desfases originan la aparición

de dos tipos de potencia: la potencia activa (caso de las resistencias) y la potencia reactiva (caso de condensadores e inductancias). Ambas potencias se integran por medio de la potencia aparente. A continuación, se definirán los conceptos básicos de potencia activa, reactiva y aparente.

**1.2.2.1 Potencia activa.** Es aquella potencia que se consume y genera trabajo o calor, es decir genera un resultado tangible (Wildi, 2006); presente en todo circuito con corriente alterna y continua. Dicha potencia activa se representa usualmente con la letra "P" y su unidad de medida es Watts o Vatio (W).

**1.2.2.2 Potencia reactiva.** Potencia generada por maquinarias que estén compuestas por bobinas eléctricas o condensadores, ya que producen que la corriente se desfase con respecto a la tensión y además la energía entregada se almacene en dichos componentes, teniendo como efecto una potencia oscilante, es decir, una potencia que sea suministrada de la fuente a los componentes inductivos o capacitivos (positiva) y estos la regresen (negativa), se aprecia lo explicado gráficamente en la figura 3, donde el desfase de la corriente en referencia a la tensión es de  $90^\circ$ . Las maquinarias que producen energía reactiva son: transformadores, motores de inducción y balastos, etc. (Wildi, 2006).

**Figura 3. Representación gráfica de la curva oscilante de potencia reactiva (P), producto de la multiplicación de la curva de corriente (i) y tensión (e) desfasadas  $90^\circ$**



**Nota.** Adaptado de (Wildi, 2006).

La potencia reactiva genera un conjunto de indeseables efectos, dentro de los cuales podemos recalcar algunos: el incremento del calentamiento de los elementos de las redes eléctricas, aumento de caídas de tensión, sobredimensionamiento de algunos de los elementos del sistema eléctrico, aumento de costos de energía (penalización de factura al incluir la energía reactiva, se verá más adelante en las tarifas), etc. (Davel Borges Vasconcellos, 2012).

En vista de los efectos indicados, es necesario controlar la potencia reactiva. Para esto se aprovecha la complementariedad que existe entre cargas inductivas y capacitivas. La potencia reactiva se representa con la letra  $Q$  y se mide en volts-ampere reactivos (VAR).

**1.2.2.3 Potencia aparente.** Para circuitos eléctricos es el producto de los valores eficaces de corriente y tensión eléctrica, se mide en volt-ampere (VA), además de ser la suma de la potencia que genera trabajo y la potencia que hace que los componentes de un circuito desarrollen sus campos magnéticos y eléctricos (Alexander, 2006). La potencia aparente se representa con la letra  $S$ , es la potencia total entregada al circuito; para la corriente alterna, es la equivalencia de la suma vectorial de la potencia activa y reactiva, se puede apreciar mejor en el triángulo de potencias, figura 4.

La relación entre la potencia activa y la aparente da paso al concepto de factor de potencia.

**1.2.2.4 Factor de potencia.** Es la relación entre la potencia activa y potencia aparente, su valor se expresa con un número adimensional. La potencia activa no puede exceder a la aparente por lo tanto el valor del factor de potencia (FP) variará entre 0 o 1. (Wildi, 2006). También se conceptualiza como el coseno del desfase ( $\theta$ ) entre la corriente y la tensión (Alexander, 2006), matemáticamente se representa como:

$$FP = \cos(\theta)$$

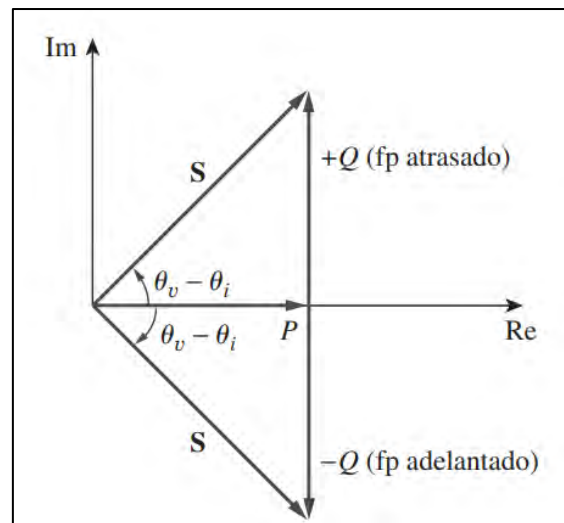
Se puede hallar el FP mediante 2 formas, con las potencias activa, reactiva y aparente:

$$FP = \frac{P}{S}$$

$$FP = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{Q}{P}\right)\right)$$

Se apreciará mejor la deducción de estas fórmulas con el triángulo de potencia que se muestra en la figura 4.

**Figura 4. Triángulo de potencia eléctrica**



**Nota. Adaptado de (Alexander, 2006).**

Del triángulo vectorial de potencias de la figura 4, se dedujeron trigonométricamente las siguientes formulas:

$$P = S \times \cos(\theta)$$

$$Q = S \times \sin(\theta)$$

### 1.2.3 Energía eléctrica

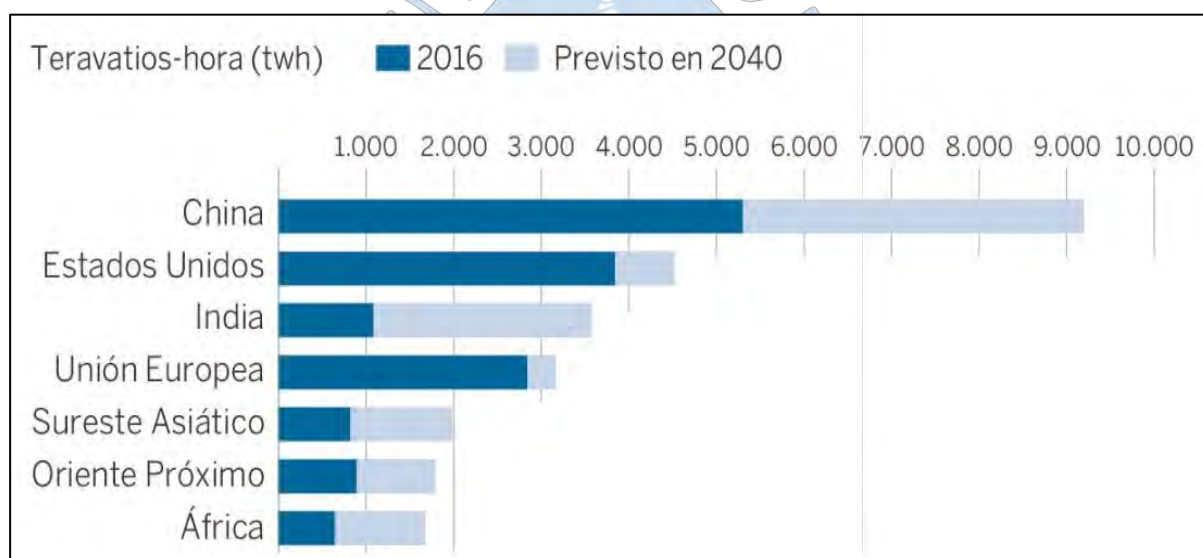
Definida como la cantidad de energía que se trasladó, produjo o consumió algún aparato eléctrico durante un lapso de tiempo determinado, la energía eléctrica es medida en watts-hora (Wh). La energía es la capacidad de realizar algún trabajo o actividad, usualmente es medida en Joules (J), pero para el caso de energía eléctrica será medida en Wh, lo que es equivalente a  $1 \text{ Wh} = 3600\text{J}$ ; esto por la facilidad de interpretación física a partir de la medida. Se explica de manera simple con el siguiente ejemplo: la potencia de un foco eléctrico es de 100W, pero si permanece prendido por 2 horas la energía consumida sería de 200Wh (OSINERGMIN, 2016).

### 1.3 Demanda eléctrica

Se define como la cantidad de energía o potencia que un usuario requiere para abastecer sus necesidades, es dependiente de la actividad que se realice (industrial, residencial, etc.) puesto que, a mayor cantidad de equipos eléctricos utilizados simultáneamente por largos lapsos de tiempo, se aumenta la demanda eléctrica (Ramirez, 2013). En el sistema eléctrico peruano se mide la demanda de potencia eléctrica de un usuario con lecturas de la potencia eléctrica cada 15 min, con esto se puede detectar la demanda eléctrica máxima (máximo requerimiento de potencia en un determinado momento) que un usuario emplea en un determinado mes.

Conociendo la dependencia de la demanda eléctrica de las actividades económicas de una sociedad, se considera la demanda eléctrica como una variable sustancial del crecimiento económico de un territorio; es decir, en la perspectiva que un país emergente se desarrolle industrialmente, con un crecimiento de PBI constante, se espera un aumento de la demanda eléctrica conforme a esta tendencia (Pereyra, 2019). Se ha observado que en los últimos 20 años el crecimiento en paralelo de la economía mundial con la demanda eléctrica se ha mantenido estable, en aproximadamente 25 años (1990 a 2015) se ha duplicado el consumo eléctrico (de 11260 TWh a 22662 TWh), de igual manera sucedió en Perú, que pasó de consumir 10.7 TWh en año 1992 a 42.3 TWh en el año 2015 (un crecimiento del 200%) (OSINERGMIN, 2016). A continuación, se muestra en la figura 5 la demanda eléctrica del 2016 junto a las previsiones al 2040 de los principales países con mayor desarrollo económico del mundo, demostrando la relación que hay entre las variables mencionadas.

**Figura 5. Previsiones de la demanda eléctrica en las regiones con mayor desarrollo económico del mundo**

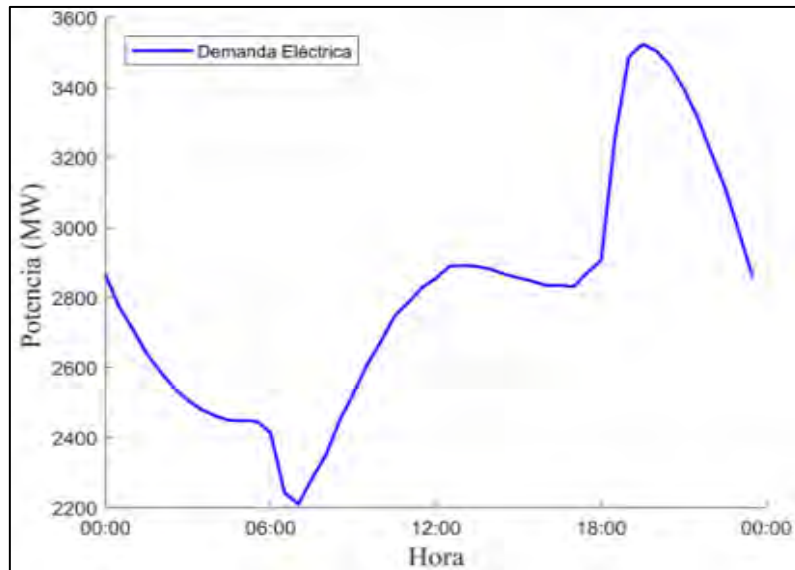


**Nota.** Adaptado de (Planelles & Delgado, 2017).

### 1.3.1 Curva de demanda

Es la representación gráfica en un plano cartesiano del requerimiento de demanda eléctrica a lo largo de un determinado momento, el eje de las ordenadas representan la potencia requerida en W, kW, MW o equivalente y el eje de las abscisas representa el tiempo (puede ser 24 horas de un día, los días de un mes, etc.), Se puede apreciar en la figura 6 un ejemplo de lo mencionado, donde se permite identificar periodos de baja o alta demanda eléctrica que posteriormente sirven para generar un análisis de gestión de demanda.

**Figura 6. Representación gráfica en un plano cartesiano de la curva de demanda eléctrica**

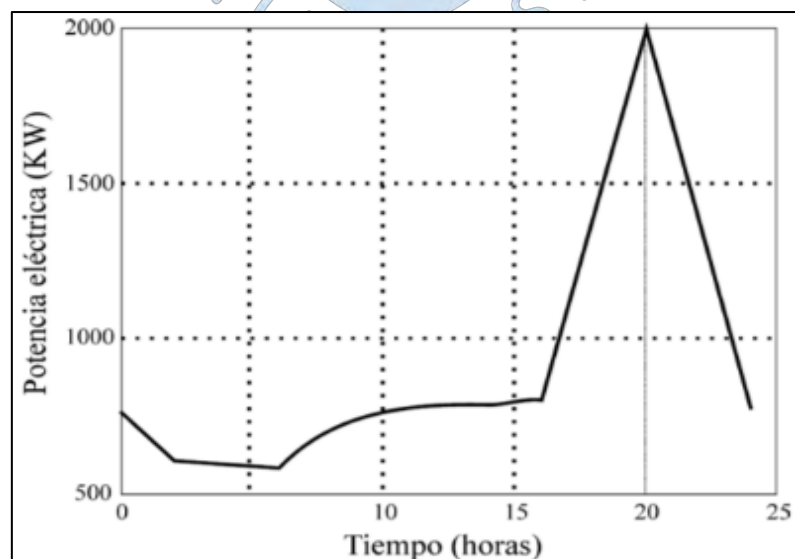


**Nota.** Adaptado de (Quishpe, 2021).

**1.3.1.1 Tipos de curva de demanda.** Debido a que existen distintos usuarios eléctricos con diferentes requerimientos de energía, se generan una gran variedad de curvas de demanda eléctrica, entre las más comunes se tiene a la zona residencial, zona comercial e industrial. En la figura 7, 8 y 9, se representa lo mencionado de una manera aproximada, tomando en cuenta una base de datos eléctricos de la ciudad de Medellín – Colombia. (Hernández, 2008).

1. Sector residencial.

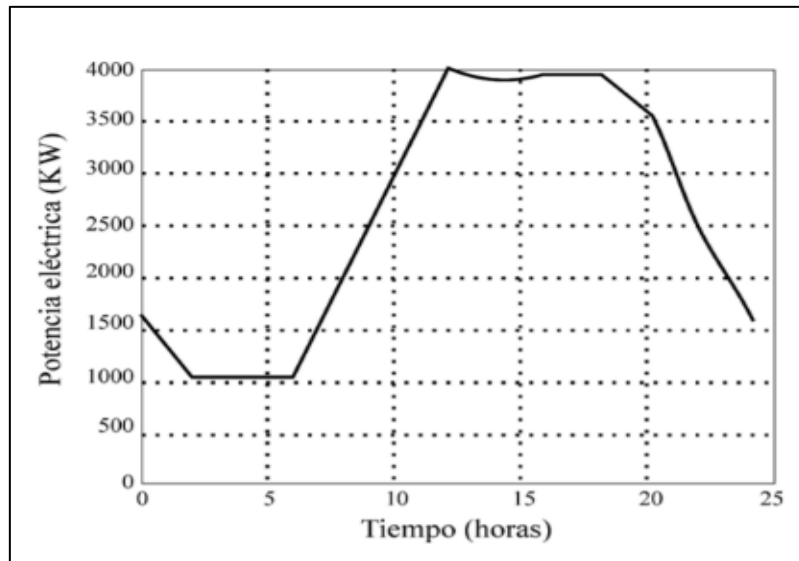
**Figura 7. Gráfico aproximado de la curva de demanda eléctrica diaria para el sector residencial**



**Nota.** Adaptado de (Hernández, 2008).

## 2. Sector comercial.

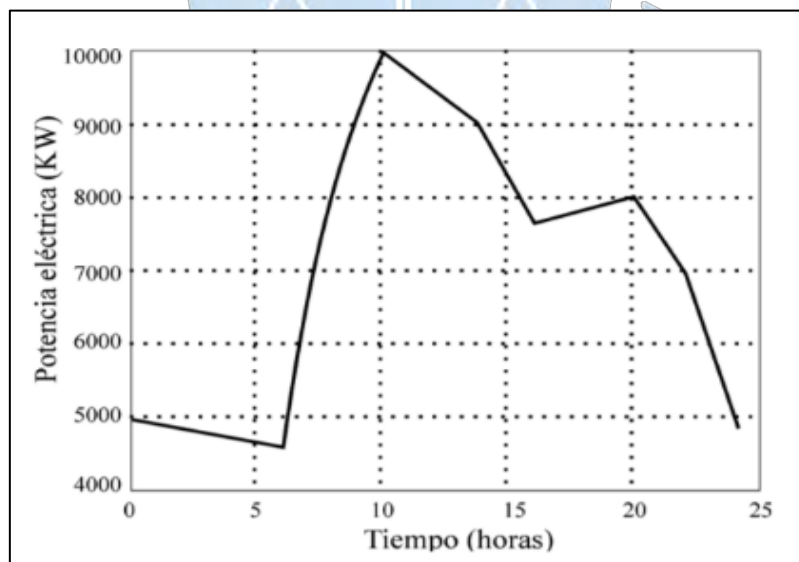
**Figura 8. Gráfico aproximado de la curva de demanda eléctrica diaria para el sector comercial**



**Nota.** Adaptado de (Hernández, 2008).

## 3. Sector industrial.

**Figura 9. Gráfico aproximado de la curva de demanda eléctrica diaria para el sector industrial**



**Nota.** Adaptado de (Hernández, 2008).

### **1.3.2 Cálculo de demanda eléctrica en el Perú**

Tener un conocimiento exacto de la demanda eléctrica no solo nos permite conocer el requerimiento de energía que necesita una instalación (industrias, hospitales, escuelas, viviendas, etc.), sino además nos permite realizar una gestión de demanda eléctrica gracias a la mencionada información. La demanda eléctrica se mide en intervalos de quince minutos utilizando medidores eléctricos o analizadores de redes. En el caso de proyectos en fase de diseño se puede realizar el cálculo de la demanda máxima de potencia eléctrica mediante dos métodos: (Gerencia, 2019)

**Método 1:** Donde los factores de demanda y cargas unitarias son establecidos por el “Código Nacional de Electricidad – Utilización” o las normas DGE correspondientes.

**Método 2:** Donde se considera la carga real que se instala en la edificación y además los factores de simultaneidad y demanda que se obtienen en el transcurso de la operación de la instalación.

Es necesario definir un par de conceptos antes de detallar cada uno de los métodos:

- **Factor de demanda:** Porcentaje o valor numérico que expresa la relación que hay entre la potencia máxima que requiere una instalación durante un determinado momento y la carga total instalada en la edificación mencionada. (Alvarado, 2007)
- **Factor de simultaneidad:** Valor número o porcentaje que expresa la relación (división) de la potencia simultánea máxima de un grupo determinado de equipos eléctricos o clientes durante un determinado periodo y sus potencias individuales sumadas del grupo determinado de artefactos durante el mismo periodo de tiempo. (Alvarado, 2007)

**1.3.2.1 Método 1, según el Código Nacional de Electricidad.** El Código Nacional de Electricidad (CNE) peruano cuenta con procedimientos implícitos en la sección 050 (“Cargas de circuitos y factores de demanda”) para el cálculo de demanda eléctrica máxima de las siguientes edificaciones: Vivienda unifamiliar, condominio, escuela, hospital y diferentes tipos de establecimientos.

**1.3.2.2 Método 2, según la carga real a instalarse en la edificación.** Este método considera la carga real instalada en una edificación y los factores de demanda y simultaneidad varían dependiendo de la experiencia del diseñador o se obtienen durante la operación de la instalación.

## 1.4 Normativa de opciones tarifas eléctricas y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final

En la siguiente sección del trabajo se realizará una revisión general de la norma eléctrica “Opciones tarifarias y las condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final”, aprobada en el decreto supremo N°206-2013-OS/CD el 01 de noviembre del 2013. Puesto que es la norma vigente y abarca a las opciones tarifarias disponibles en el mercado eléctrico regulado peruano, será utilizada en el desarrollo de la metodología de gestión de demanda.

### 1.4.1 Aspectos generales

Para entender correctamente las opciones tarifarias y sus condiciones de aplicación es necesario conocer los conceptos básicos de los elementos o términos que se mencionan, por lo que utilizando información del MINEM (Ministerio de Energía y Minas, 2011) y OSINERGMIN (OSINERG, 2005) se presentan las siguientes definiciones:

**1.4.1.1 Usuario.** Son los consumidores finales de la electricidad localizados en todo el territorio peruano, se pueden dividir en:

- U. Regulados: Tipo de usuario que está sujeto a la reglamentación de precios unitarios de potencia o energía, esto es fijado por la gerencia adjunta de regulación tarifaria de OSINERGMIN. (Demanda menor a 200kW).
- U. Libres: Estos usuarios no están adheridos a la reglamentación de precios unitarios de potencia o energía, la compra de energía se da directamente con la empresa generadora o empresa concesionada. (Demanda mayor a 2500kW).
- Usuario Libre/Regulado: Este usuario puede escoger entre ser libre o regulado, comprende entre 200kW a 2500kW.

Además, hay otro tipo de usuarios que se condicionan por el tipo de tensión a la que están adheridas.

- U. en baja tensión: Usuario que está adherido a redes cuyo voltaje del suministro es inferior o igual a 1000 V.
- U. en media tensión: Usuario que está adherido a redes cuyo voltaje del suministro es superior a 1kV y menor a 30kV.

Entre otros tipos de usuarios que debemos conocer, se encuentra:

- U. Provisionales: Se define como usuarios que se ubican en zonas no habilitadas como urbanas, conectados en baja tensión colectivamente, según el artículo 85° de la ley de concesiones eléctricas.
- U. Temporales: Son aquellos que requieren únicamente el servicio eléctrico por un tiempo limitado y repetitivamente, Ejemplo: eventos, espectáculos en vías públicas, ferias, etc.

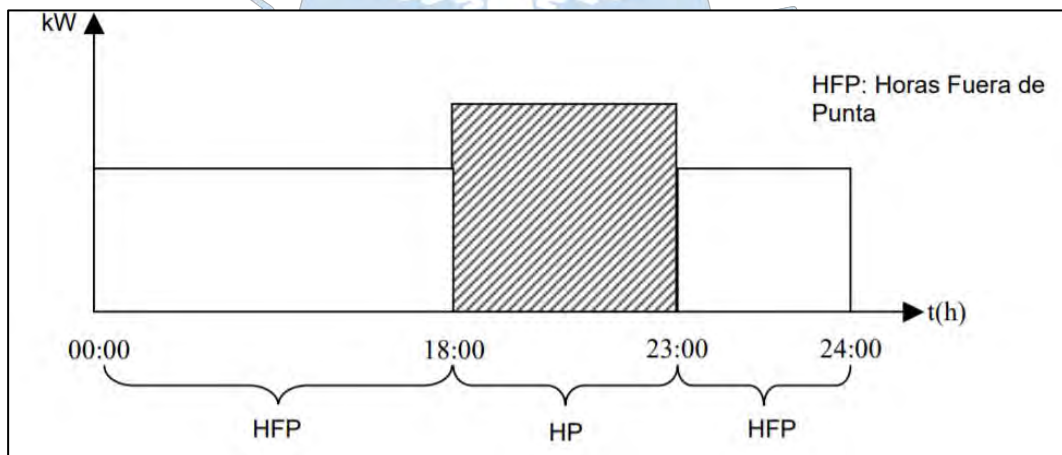
- U. Prepago del servicio eléctrico: Aquel que tiene su fuente a baja tensión, utilizando un medidor eléctrico especial para este fin, realiza con anterioridad el pago antes de su uso.

#### 1.4.1.2 Horario en punta y fuera de punta.

- Horas de punta (HP): Se conceptualiza como horario en punta, al tiempo comprendido entre las 18:00 h (6:00 pm) y las 23:00 h (11:00 pm) de cada día. En ciertos casos se exceptúa en la aplicación de horas punta para los días domingos o feriados nacionales del calendario anual y extraordinarios que hayan sido programados en días hábiles.
- Horas fuera de punta (HFP): Se conceptualiza como el resto de horas del día que no están dentro de las horas de punta.

Se muestra a continuación una representación gráfica del horario en punta y fuera de punta donde el eje de las coordenadas indica la cantidad de kW consumidos o utilizados y el de las abscisas las 24h del día, se puede entender que el segmento sombreado son los kW utilizados dentro del horario de punta.

**Figura 10. Representación gráfica del horario en punta y fuera de punta**



**Nota.** Adaptado de (Ministerio de Energía y Minas, 2011).

**1.4.1.3 Demanda máxima mensual.** Se define como el valor más alto de potencia activa demandada, el cual se obtiene promediando sucesivamente valores de potencia activa en periodos de 15 minutos, en el lapso de facturación de un mes.

- En horas punta: Se conceptualiza como el valor más alto de potencia activa demandada, el cual se obtiene promediando sucesivamente valores de potencia activa en periodos de 15 minutos, en el periodo en horas punta de un mes.
- En horas fuera de punta: homologado significado a la demanda máxima mensual en horas punta, el cálculo realizado es en el periodo fuera de punta.

#### **1.4.1.4 Potencia instalada, contratada y exceso de potencia.**

- Potencia instalada: Se define como la suma de todas las potencias activas nominales de los equipos y artefactos que se alimentan de una fuente de electricidad.
- Potencia contratada: Potencia activa máxima que una fuente puede utilizar y que ha sido pactada mediante contrato entre la concesionaria y el usuario.
- Exceso de potencia: Se define cuando la potencia empleada por el usuario supera a la potencia activa contratada.

**1.4.1.5 Periodo de facturación.** Tiene como característica principal ser mensual; no podrá exceder los 33 días y ser inferior a los 28 días calendario, además no superará las 12 facturaciones por año (A excepción para la primera facturación de un suministro nuevo). En ciertos casos, sectores de tipo urbano-rural y rural, la facturación se realizará semestralmente.

**1.4.1.6 Factura o recibo de energía eléctrica.** Es necesario conocer algunos detalles importantes de la factura de energía eléctrica que se recibe cada cierto lapso de tiempo, ya que muchos de los valores presentes en este recibo son utilizados para obtener una clara idea del consumo que se está realizando, además, nos permitirá conocer la adecuada tarifa eléctrica correspondiente con el cálculo adecuado de los datos del recibo eléctrico (esto varía de acuerdo al uso que se le da a la energía). A continuación, se hará una clara descripción de los parámetros de facturación que usualmente componen el recibo eléctrico tanto para las distintas tarifas en baja tensión y media tensión, estos tienden a variar, es decir, se encuentra o no incluidos en la factura, dependiendo de la tarifa eléctrica elegida.

- Cargo fijo mensual: Este cargo está relacionado al costo por la emisión, reparto y procesamiento de la factura, además de la lectura del medidor. Costos administrativos.
- Cargo fijo por reposición y mantenimiento de la conexión: Se refiere al cargo por mantenimiento de la conexión eléctrica y su reposición final.
- Cargo por energía activa: Cargo por el consumo de energía activa de dicho periodo de facturación
- Cargo por potencia activa de generación: Hace referencia al costo necesario para la generación de energía.
- Cargo por potencia activa de por uso de las redes de distribución: Referente al costo de la potencia por utilización de las redes de distribución.
- Cargo por facturación de energía reactiva: Este cargo se realiza cuando el consumo de energía reactiva supere el 30% de la energía total mensual, la facturación para este cargo se únicamente a las tarifas BT2, BT3 y BT4; en baja tensión y MT2, MT3, MT4 en media tensión.

- Alumbrado público: Referido al cargo por la iluminación en calles, avenidas, plazas, lugares públicos.
- IGV: Referido al cargo por el impuesto general de ventas.
- Aporte para electrificación rural: Se refiere al aporte de los usuarios consumidores de electricidad para el desarrollo de la electrificación en zonas rurales, fronteras del país y localidades aisladas.
- Fondo de compensación social eléctrica – FOSE (Únicamente para facturas de baja tensión): Se aplica únicamente para tarifas BT5B y BT7, referido al aporte que se les da los usuarios cuyo consumo es menor a 100kW.h al mes
- Redondeo (Únicamente para facturas de baja tensión): Es la cuenta mensual del usuario eléctrico que le permitirá redondear para su cobranza posterior o devolución.
- Historial del consumo del usuario: historial del consumo de energía y potencia de los 12 últimos meses del usuario eléctrico.

Se muestra a continuación el modelo de factura o recibo eléctrico, para una empresa industrial con una tarifa eléctrica BT3 (en baja tensión); se apreciará los componentes de su estructura, los cuales son:

1. Información del usuario.
2. Número del usuario eléctrico o suministro.
3. Información técnica del suministro que es importante para el cliente (potencia contratada y opción tarifaria).
4. Gráfico con la historia del consumo.
5. Información respecto al periodo de la lectura (demanda mensual, consumo de energía reactiva y activa, junto con su historial).
6. Información de los importes y consumos facturados.
7. Mensaje al cliente (Ejemplo: “Feliz navidad”).

Figura 11. Modelo de la factura eléctrica peruana

Razón Social : EMPRESA INDUSTRIAL RUC : 100295521770 Dir. Suministro : Lima Recibo Nº : 10000001		1
Para consulta su Nº de suministro es:	5504029	2
<b>DATOS DEL SUMINISTRO</b>		<b>DETALLES DE LOS IMPORTES FACTURADOS</b>
Tarifa : BT3 Centro de Servicio : XY Ruta : AAAA Código Alimentador: BBBB Potencia contratada (kW): 500 kW		3
		4
<b>REGISTROS DE DEMANDA/CONSUMO</b>		
Mes Facturado : <b>DICIEMBRE 2009</b>		
Energía Activa (kW.h)		
	Hora Punta Fuera punta	
Lectura Actual (25/12/08)	2 482,96 10 852,56	
Lectura Anterior (25/11/08)	4 413,00 10 537,00	
Diferencia de lecturas	69,96 315,56	
Factor de medidor	1000 1000	
Energía registrada	69 960 315 560	
Demanda (kW)		
	Hora Punta Fuera punta	
Lectura Actual (25/12/08)	0,704 0,764	
Lectura Anterior (25/11/08)	0 0	
Diferencia de lecturas	0,704 0,764	
Factor de medidor	1000 1000	
Potencia registrada	704 764	
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	
Historia de Consumos y Demanda		
	Eno Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic	
WH-P	71 547 72 045 71 083 72 387 68 987 70 926 71 526 73 921 73 872 73 901 79 066 69 960	
WH-HP	325 490 318 234 319 054 317 699 312 067 315 618 306 921 318 036 317 289 312 825 314 637 315 390	
WH-W	843 810 823 803 795 780 775 859 908 826 795 794	
Sub Total		82 628,61
Redondeo		-0,01
<b>TOTAL</b>	<b>6</b>	<b>S/. 82 628,60</b>
<b>FECHA DE EMISIÓN</b>		<b>FECHA DE VENCIMIENTO</b>
31-Dic-2008		15-Ene-2009
<b>MENSAJES AL CLIENTE</b>		
<b>7</b>		

**Nota. Adaptado de (Ministerio de Energía y Minas, 2011).**

**1.4.1.7 Establecimiento de costos de potencia y energía.** El establecimiento de costos de la energía para un usuario final, está dependiente de los costos por generación (CG), peaje de transmisión (CPT), valor agregado de distribución para media tensión (VADMT) y para baja tensión (VADBT). Para un usuario final regulado la formación de costos se da en la siguiente manera:

- Precios de energía para usuarios en media tensión (PEUMT): CG + CPT + VADMT.
- Precios de energía para usuarios en baja tensión (PEUBT): CG + CPT + VADMT + VADBT.

### **1.4.2 Tarifas eléctricas**

La norma de opciones tarifarias fue modificada por consecuencia de la resolución OSINERGMIN-230-2021-OS/CD, la cual está vigente desde el 28 de octubre del 2021. (El Peruano, 2021). La norma eléctrica opta por la creación de diferentes opciones tarifarias, las cuales son las alternativas de las que dispone el usuario para contratar energía y están en función de su consumo y demanda eléctrica. Las diferentes opciones tarifarias están divididas en 2 grandes grupos, tarifas en baja tensión y media tensión. A continuación, se describirá cada tarifa eléctrica disponible en media tensión para un usuario regulado y se mostrará la manera de realizar el cálculo correcto de sus respectivos cargos a facturar para un mes en específico, se omitirá entrar en profundidad en las tarifas en baja tensión debido a que no brindan un magno aporte a esta investigación ya que, en el caso aplicativo, realizado en esta tesis, el cliente es industrial y tiene un alto consumo eléctrico, por lo tanto, no aplicaría a tarifas en baja tensión.

**1.4.2.1 Tarifas en baja tensión.** Para los clientes en baja tensión se tienen las tarifas BT2, BT3, BT4, BT5A, BT5B, BT5C, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT5F, BT6, BT7 y BT8; a condición el usuario debe poseer el suministro a un valor de voltaje menor a 1kV.

**1.4.2.2 Tarifas en media tensión.** Para los clientes en media tensión se tienen únicamente tres tarifas, MT2, MT3, MT4; a condición el usuario debe poseer el suministro a un valor de voltaje mayor a 1kV y menor a 30kV.

**1.4.2.2.1 Opción tarifaria MT2.** Esta tarifa está dirigida a usuarios que tiene la característica especial de consumir mínimamente demanda (kW) en horas punta. Para esta tarifa el precio de facturación de potencia es diferenciado tanto si esta se consume dentro de horas fuera de punta o en horas punta. Dentro de la opción tarifaria MT2 tenemos:

Sistemas de medición:

- Medición de dos energías activas.
- Medición de dos potencias activas.

Parámetros de medición:

- Energía fuera de punta y dentro de punta.
- Potencia fuera de punta y dentro de punta.
- Medición de energía reactiva.

Los cargos que se aplican esencialmente a la tarifa MT2 y sus cálculos de facturación respectivo, son las siguientes:

- a) Cargo por energía activa: El presente cargo considera la energía activa consumida a lo largo del mes a excepción de los feriados nacionales, incluido los domingos, se multiplica la energía consumida tanto en hora de punta (EAHP) como fuera de ella (EAHFP) con sus diferentes precios unitarios respectivos (S/. /kW.h).
- b) Cargo por potencia activa de generación en horas punta (PAGHP): Toma en cuenta la demanda máxima mensual (kW) que se consume en horas dentro de punta y para su facturación se multiplica dicho concepto del mes elegido por el precio unitario de potencia activa de generación en horas punta (S/. /kW.h).
- c) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta (PURDHP): La facturación de este cargo se realiza promediando las dos más altas demandas consecutivas en horas punta (demandamaxHP1 y demandamaxHP2) de los últimos seis meses con respecto al mes a facturar multiplicado por su respectivo precio unitario.
- d) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta (EPAPRDHFP): Este cargo aplica la sustracción de la potencia por uso de redes de distribución en horas punta sobre el uso de redes de distribución en fuera de punta, utilizando el promedio de máximas demandas consecutivas en HFP de 2 meses (demandamaxHFP1 y demandamaxHFP2). Este cargo es tomado en cuenta cuando el resultado es positivo; para la facturación se realiza el mismo procedimiento de cálculo para la energía por uso de las redes de distribución tanto en horas punta y fuera de punta, ambas se sustraen y seguido se multiplica por su precio unitario.
- e) Cargo por energía reactiva (ER): El concepto de este cargo es aplicable solamente si la energía reactiva excede en un 30% a la energía activa total del mes. Para la facturación se multiplica el resultado, únicamente positivo, por el precio unitario correspondiente.

A continuación, se muestra la tabla 1, donde se resumen de las fórmulas para facturar los distintos cargos de la tarifa MT2 y conocer el importante total para dicha tarifa (No incluye IGV, Electrificación rural, cargo fijo y el redondeo).

**Tabla 1. Resumen de las fórmulas para el cálculo del importe final para la tarifa MT2.**

Cargos (MT2)	Formula	Importe
EAHP	EAHP (kW.h) × Precio unitario de EAHP $\left(\frac{S/.}{kW.h}\right)$	Costo total de EAHP (S/.)
EAHFP	EAHFP (kW.h) × Precio unitario de EAHFP $\left(\frac{S/.}{kW.h}\right)$	Costo total de EAHFP (S/.)
PAGHP	PAGHP (kW) × Precio unitario de PAGHP $\left(\frac{S/.}{kW}\right)$	Costo total de PAGHP (S/.)
PURDHP	$\frac{demandamaxHP1+demandamaxHP2}{2}$ (kW) × Precio unitario de PURDHP $\left(\frac{S/.}{kW}\right)$	Costo total de PURDHP (S/.)
EPAPRDHFP	$\left(\frac{demandamaxHFP1+demandamaxHFP2}{2} - \frac{demandamaxHP1+demandamaxHP2}{2}\right)$ (kW) × Precio unitario de EPAPRDHFP $\left(\frac{S/.}{kW}\right)$	Costo total de EPAPRDHFP (S/.)
ER	(ER mes – 0.3 × EA mes) × Precio unitario EA $\left(\frac{S/.}{kW.h}\right)$	Costo total de ER (S/.)

**1.4.2.2.2 Opción tarifaria MT3.** Orientada a usuarios los cuales consumen mayor energía eléctrica en el horario fuera de punta a comparación del horario en punta, o aquellos que su consumo de potencia se da durante todo el día (24 horas), puesto que esta tarifa tiene distintos precios para la facturación de la potencia dependiente de la calificación del usuario.

Dentro de la opción tarifaria MT3 tenemos:

Sistemas de medición:

- Medición de dos energías activas.
- Medición de una potencia activa.

Parámetros de medición:

- Energía fuera de punta y dentro de punta.
- Potencia fuera de punta y dentro de punta.
- Medición de energía reactiva.

Los cargos que se aplican esencialmente a la tarifa MT3 y sus cálculos de facturación respectivo a cada cargo, son las siguientes:

- a) Cargo por energía activa: Toma en cuenta la energía consumida en horas dentro de punta y fuera de ella, en la facturación se tienen 2 precios unitarios distintos dependiendo del horario, los cuales se multiplican respectivamente por el consumo de energía generado en el mes a facturar,

- b) Cargo por potencia activa de generación (PAG): Ocupa la demanda máxima de energía (kW) mensual ya sea en horas punta o fuera de ella, para la facturación se utiliza la fórmula de calificación tarifaria del usuario, la cual nos permite saber en qué estado se encuentra el usuario, presente en punta (PHP) o fuera de ella (PHFP), si el resultado es mayor a 0.5 el usuario se considera PHP; se multiplica la demanda mencionada por el precio unitario respectivo a la calificación otorgada al usuario.
- c) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución (PURD): Se determina utilizando el promedio de dos de las más altas demandas máximas eléctricas consecutivas de los últimos seis meses ( $demandamax1$  y  $demandamax2$ ).
- d) Cargo por energía reactiva: Considera el exceso de la energía reactiva total sobre el 30% de la energía activa total consumida, si esta condición se cumple se toma en cuenta este cargo dentro de la facturación de la tarifa MT3.

A continuación, se muestra la tabla 2, donde se resumen de las fórmulas para facturar los distintos cargos de la tarifa MT3 y conocer el importante total para dicha tarifa (No incluye IGV, Electrificación rural, cargo fijo y el redondeo).

**Tabla 2. Resumen de las fórmulas para el cálculo del importe final para la tarifa MT3.**

Cargos (MT3)	Formula		Importe
EAHP	$EAHP (kW.h) \times \text{Precio unitario de EAHP } \left(\frac{S/.}{kW.h}\right)$		Costo total de EAHP (S/.)
EAHFP	$EAHFP (kW.h) \times \text{Precio unitario de EAHFP } \left(\frac{S/.}{kW.h}\right)$		Costo total de EAHFP (S/.)
Calificación tarifaria $EAHP \text{ mes}$ $CT = \frac{EAHP \text{ mes}}{MD \text{ mes} * \#HP \text{ mes}}$			
PAG	Usuario PHP	$PAG (kW) \times \text{Precio unitario de PAG en HP } \left(\frac{S/.}{kW}\right)$	Costo total de PAG (S/.)
	Usuario PHFP	$PAG (kW) \times \text{Precio unitario de PAG en HFP } \left(\frac{S/.}{kW}\right)$	
PURD	Usuario PHP	$\frac{demandamax1 + demandamax2}{2} (kW) \times \text{Precio unitario de PURD para usuarios PHP } \left(\frac{S/.}{kW}\right)$	Costo total de PURD (S/.)
	Usuario PHFP	$\frac{demandamax1 + demandamax2}{2} (kW) \times \text{Precio unitario de PURD para usuarios PHFP } \left(\frac{S/.}{kW}\right)$	
ER	$(ER \text{ mes} - 0.3 \times EA \text{ mes}) \times \text{Precio unitario EA } \left(\frac{S/.}{kW.h}\right)$		Costo total de ER (S/.)

**1.4.2.2.3 Opción tarifaria MT4.** Alternativa orientada a usuarios que tengan consumos intensivos de energía en horas punta, debido a que el precio de la energía activa es la misma tanto en horas punta como fuera de ellas.

Dentro de la opción tarifaria MT4 tenemos:

Sistemas de medición:

- Medición de una energía activa.
- Medición de una potencia activa.

Parámetros de medición:

- Energía fuera de punta y dentro de punta.
- Potencia fuera de punta y dentro de punta.
- Medición de energía reactiva.

Los cargos que se aplican esencialmente a la tarifa MT4 y sus cálculos de facturación respectivo a cada cargo, son las siguientes:

- a) Cargo por energía activa (EA): Aplicado en todas las tarifas de media tensión; toma la energía activa total ya sea consumida en horario fuera de punta o dentro de ella, para su facturación se multiplica el concepto de este cargo por el costo único de energía.
- b) Cargo por energía activa de generación: Al igual que en la tarifa MT3 toma en cuenta la demanda máxima utilizada; para su facturación se califica primero al usuario, si este se encuentra presente en punta o fuera de ella, de esta condición saldrá el precio unitario de la energía activa de generación, la cual se multiplicará por el concepto del cargo mencionado, teniendo como resultado el monto a facturar.
- c) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución (PAPRD): De la misma manera, este cargo se encuentra implicado en la tarifa MT3, como se conoce, toma el promedio de dos de las más grandes demandas máximas consumidas de los últimos seis meses consecutivos al mes a analizar.
- d) Cargo por energía reactiva: Presente en todas las tarifas de media tensión, toma en cuenta el exceso de energía reactiva.

A continuación, se muestra la tabla 3, donde se resumen de las fórmulas para facturar los distintos cargos de la tarifa MT4 y conocer el importante total para dicha tarifa (No incluye IGV, Electrificación rural, cargo fijo y el redondeo).

**Tabla 3. Resumen de las fórmulas para el cálculo del importe final para la tarifa MT4.**

Cargos (MT4)	Formula		Importe
EAHP	$EAHP (kW.h) \times \text{Precio unitario de EAHP } \left(\frac{S/.}{kW.h}\right)$		Costo total de EAHP (S/.)
EAHFP	$EAHFP (kW.h) \times \text{Precio unitario de EAHFP } \left(\frac{S/.}{kW.h}\right)$		Costo total de EAHFP (S/.)
Calificación tarifaria $CT = \frac{EAHP \text{ mes}}{MD \text{ mes} * \#HP \text{ mes}}$			
PAG	Usuario HP	$demandamax1 (kW) \times \text{Precio unitario de PAG en HP } \left(\frac{S/.}{kW}\right)$	Costo total de PAG (S/.)
	Usuario HFP	$demandamax1 (kW) \times \text{Precio unitario de PAG en HFP } \left(\frac{S/.}{kW}\right)$	
PAPRD	Usuario HP	$\frac{demandamax1 + demandamax2}{2} (kW) \times \text{Precio unitario de PAPRD en HP } \left(\frac{S/.}{kW}\right)$	Costo total de PAPRD (S/.)
	Usuario HFP	$\frac{demandamax1 + demandamax2}{2} (kW) \times \text{Precio unitario de PAPRD en HFP } \left(\frac{S/.}{kW}\right)$	
ER	$(ER \text{ mes} - 0.3 \times EA \text{ mes}) \times \text{Precio unitario EA } \left(\frac{S/.}{kW.h}\right)$		Costo total de ER (S/.)

### 1.5 Gestión de la demanda eléctrica

La presente sección tiene como finalidad conceptualizar la gestión de demanda eléctrica, así como los programas de inserción y métodos de la administración del requerimiento de energía y potencia eléctrica que hay en diferentes países y el Perú, además de las nuevas tecnologías que requiere la gestión de demanda; asimismo se tratará los beneficios que trae dicha administración, tanto para los generadores, transportadores y distribuidores de energía, además de los clientes finales.

La gestión de demanda eléctrica se puede definir como medidas que intenta cambiar el perfil de consumo de electricidad, teniendo como objetivo establecer un sistema eléctrico más sostenible y eficiente. (Juan Sebastian Gómez, 2015); o como las disposiciones que tiene como objetivo influir en el consumidor de energía, ya sea por incentivo de precios o un control directo de sus cargas, para que modifique su curva de demanda con el fin de economizar la energía y además generar un uso más eficiente de la misma (Tecnalia, 2007).

En conclusión, la gestión de la demanda involucra diferentes acciones o programas que tienen como finalidad cambiar o controlar los hábitos de consumo eléctrico de un usuario, de tal manera que optimicen los requerimientos de energía y potencia eléctrica, teniendo así un sistema eléctrico estable y eficiente.

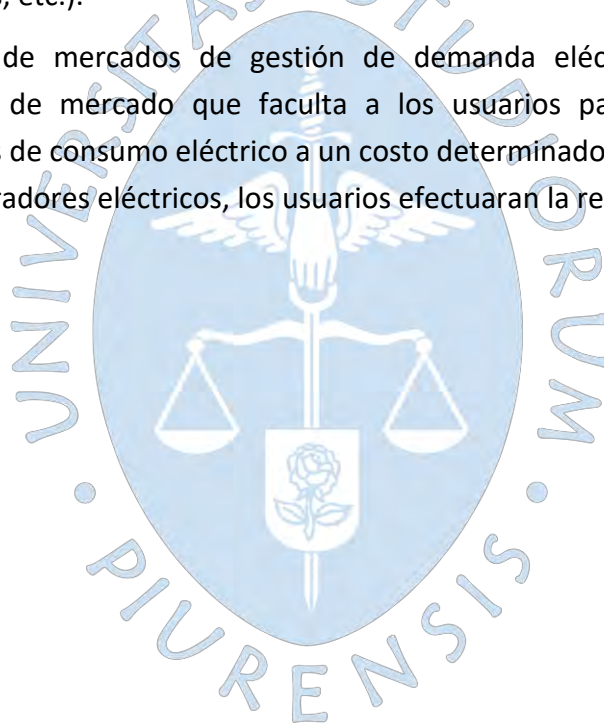
### 1.5.1 Tipos de gestión de la demanda eléctrica

De acuerdo con la “Guía básica de la gestión de demanda eléctrica, 2007” las acciones que se toman para gestionar la demanda eléctrica se pueden clasificar en los siguientes tipos:

1. Programas de eficiencia y ahorro: Acciones que básicamente buscan promover la eficiencia energética de todos los equipos eléctricos conectados a la red, es decir, que sean usados de manera prudente y necesaria, sin excesos, en resultado, generan una reducción de la potencia total requerida sin mermar la calidad de vida de los consumidores. Ejemplo de lo mencionado es no dejar equipos electrodomésticos prendidos (focos, computadoras, etc.) si no se están utilizando.
2. Programas de control indirecto de cargas eléctricas mediante la tarificación: Fundamentalmente consisten en mandar a los usuarios señales de precios de la energía para cambiar su consumo eléctrico respectivo, dichos precios (variables, prestablecidos o fijos) pueden ser diferentes en distintos periodos de tiempo del día. Algunas iniciativas conocidas son:
  - Tarifas de periodo de utilización: Tiene como base establecer bloques de horas a lo largo del día con diferentes costos de energía. Como ejemplo encontramos a la tarifa nocturna española, con diferente precio de energía tanto para la noche como el día, aplicable a pequeños consumidores; además de lo mencionado se encuentra la tarifa MT2 y MT3 que se emplean en Perú, la cual cobra diferente consumo de energía como para horas punta y fuera de ellas.
  - Precios de momento crítico: También conocido por sus siglas en ingles CPP (*Critical Peak Pricing*), dicho programa tiene como fin imponer tarifas eléctricas muy altas para reducir la demanda de energía eléctrica cuando los costos de producción son muy altos y los precios del mercado elevados ya sea por la baja de producción de energía o alto requerimiento de potencia en un determinado momento.
  - Precios en tiempo real: El precio de la electricidad para este tipo de tarifas son establecidas en el mercado eléctrico, determinados diariamente o interdiarios. Este programa genera que el usuario esté pendiente de los precios del mercado y que afronte los gastos de participar.
3. Programas con control indirecto de las cargas eléctricas mediante incentivos o contratos: Consiste fundamentalmente en un control no directo de los equipos eléctricos de los usuarios basándose en ofertas de reducción del costo de la energía en sus recibos respectivos, generando así reducciones temporales de demanda en determinados periodos de tiempo solicitados; es decir, se otorgan incentivos económicos en función a la disminución de su consumo de energía normal. Los clientes que acaten este tipo de programas están comprometidos a reducir su

demanda eléctrica a pequeños valores cuando el operador del sistema lo requiera, dicha solicitud se realiza mediante el contacto entre el operador y los usuarios, ya sea por diversos medios de comunicación (vía telefónica, correo electrónico, etc.).

4. Programas de control directo de cargas eléctricas: Consiste esencialmente en que los operadores eléctricos tienen dominio directo de las cargas (grupo de equipos eléctricos) de sus usuarios, realizando la desconexión de ellas cuando es conveniente, generando así una disminución del requerimiento eléctrico cuando hay picos muy altos de demanda, beneficiando al sistema eléctrico y originando un ahorro monetario en la factura de los usuarios; este tipo de programas requieren de una comunicación muy directa entre los usuarios y el promotor del programa, además que el grupo de cargas a controlar tienen que ser de un mismo tipo, como ejemplo tenemos a los electrodomésticos con inercia térmica (aire acondicionado, calefactores, etc.).
5. Programas de mercados de gestión de demanda eléctrica: Básicamente son estructuras de mercado que faculta a los usuarios participar ofreciendo sus reducciones de consumo eléctrico a un costo determinado; si la oferta es aceptada por los operadores eléctricos, los usuarios efectuarán la reducción de su consumo.



### **1.5.2 Tecnologías necesarias para la aplicación de gestión de demanda**

Existen una gran cantidad de dispositivos que benefician la gestión de la demanda eléctrica; algunos controlan, automatizan y limitan la cantidad de energía para una determinada instalación o circuitos; además de lo mencionado, en el mercado encontramos numerosos electrodomésticos programables que permiten nivelar su consumo a lo largo del día, beneficiosos para programas de control indirecto de cargas eléctricas mediante la tarificación. La tecnología necesaria para beneficiar la gestión de demanda no solo se compone de instrumentos o dispositivos, de igual importancia se encuentran los complejos y sólidos sistemas de comunicación, los cuales permitan la comunicación de los controladores, agentes de mercado y usuarios eléctricos. adicional a los softwares de control.

A continuación, se harán presente algunos de los nuevos equipos necesarios para la gestión de demanda:

- **Medidores inteligentes:** Aquellos que son capaces de registrar cualquier aspecto del consumo de la energía eléctrica de los usuarios en determinados lapsos de tiempo, es decir, que brinden de manera automática, masiva y horaria medidas de tensión, corriente, potencia, desfase, etc., además de una gestión remota, con el objetivo de obtener información energética de los usuarios y por ende permita la implementación de un determinado programa de gestión de demanda, además de mejorar el estudio de la demanda de potencia para cualquier sistema eléctrico. (Juan Sebastian Gómez, 2015)
- **Almacenadores de energía:** También conocidos como baterías, permiten almacenar energía eléctrica, la cual es liberada cuando los requerimientos de demanda eléctrica son altos, generando así una mayor dinámica en la cantidad de potencia requerida por el cliente, sin perder sus hábitos de consumo eléctrico; ejemplo de lo explicado es poner en funcionamiento bancos de baterías eléctricas cuando los picos de demanda sean elevados, generando así que la red llegue a la demanda máxima solicitada por el usuario, logrando así que el sistema eléctrico sea más eficiente y sostenible. (Juan Sebastian Gómez, 2015)
- **Instrumentos de verificación:** Aquellos que permitan examinar la variación del consumo eléctrico del usuario; beneficioso para el programa de control indirecto de cargas eléctricas mediante incentivos o contratos, ya que en estos casos es necesario verificar que el usuario cumpla correctamente con la bajada de potencia ante el envío de un mensaje o señal del sistema estipulado en un contrato previo. (F. García Martínez, 2013)

### **1.5.3 Beneficios de la gestión de demanda eléctrica**

Implícitamente hemos visto que la gestión de la demanda eléctrica tiene múltiples beneficios, dentro de los cuales podemos mencionar, la reducción económica para la

construcción de nueva infraestructura eléctrica, mantenimiento y gestión; la eficiencia y eficacia de la red eléctrica, reducción de picos de demanda, entre otras (Tecnalia, 2007); por lo tanto se genera a continuación una categorización de dichos beneficios para su mayor entendimiento:

**1.5.3.1 Beneficios directos de los usuarios.** Debido a los programas de gestión de demanda, los consumidores modifican sus patrones de consumo como reparo a los costos de energía e incentivos económicos, lo que genera un ahorro monetario directo a los mismos, a diferencia cuando no hay un programa de gestión de demanda. Adicional, la fiabilidad ante no interrupciones aumenta, es decir, se reduce la probabilidad de sufrir cortes (apagones) individuales en sus suministros debido a sobre cargas.

**1.5.3.2 Beneficios indirectos.** Aquellos que son producto colateral de la gestión de demanda y pueden influir en todo el sistema eléctrico; estos beneficios pueden clasificarse con respecto a la fiabilidad del sistema y el mercado eléctrico:

1. Efectos en el mercado eléctrico a corto plazo: Correspondiente a los beneficios indirectos cuantificables y de rápida notoriedad ante la gestión de demanda; tenemos al ahorro de los usuarios en sus recibos eléctricos, debido a que los generadores necesitan producir menos energía (suministrando el mismo servicio) que la demanda máxima habitual, cuando no había una admiración de la potencia eléctrica, por ende, los costos disminuyen; incluyendo al uso más eficiente en transporte y distribución de energía que influyen de igual manera en la reducción de costos.
2. Efectos a largo plazo en todo el sistema eléctrico: Dependiente de la fuerza con la que se apliquen los programas de gestión de demanda, ya que a altos impactos en la disminución de la demanda se reduciría la necesidad de edificar nuevas estructuras (en algunos casos sobredimensionadas para abarcar la máxima demanda) de generación, transporte y distribución, generando así un gran ahorro, debido a que las inversiones en edificaciones eléctricas son altamente elevadas; adicional, los tiempos en que se realicen los mantenimientos a las instalaciones (líneas eléctricas) serán más prolongados debido al uso eficiente de las mismas.
3. Beneficios por fiabilidad: Respecto a la reducción de probabilidad y peso de un apagón eléctrico cuando los sistemas de generación se encuentran trabajando a niveles por debajo de lo deseado, es decir, cuando determinados sistemas de generación o líneas eléctricas (que alimentan a un grupo de usuarios) fallen, se pueda reducir la demanda eléctrica de los clientes con los programas de gestión, generando así el beneficio de no desconexión de los usuarios ante tales emergencias.

**1.5.3.3 Beneficios de las partes implicadas.** Por causa de los programas de gestión de demanda se tienen efectos positivos en todos los agentes eléctricos implicados, de igual manera con la sociedad; a continuación, se nombrará algunos de estos beneficios:

- Para los reguladores, debido a que el sistema eléctrico será más seguro, aumentará la pugna entre los agentes generadores, como la eficiencia de la red eléctrica.
- Para los operadores, tanto del mercado, debido a la disminución de los precios de energía en el mercado, junto con la influencia de grandes agentes del mercado; como del sistema, debido a que se puede tener un equilibrio entre la demanda y producción de energía, así como desaparecer las perturbaciones y usar mejor las capacidades de la generación y transmisión.
- Para los comercializadores, ya que tienen una mayor capacidad de gestionar los riesgos eléctricos.
- Para los consumidores, ya que como se explicó, debido a su participación reciben tanto beneficios económicos como la oportunidad de tener una red más estable y de mayor calidad.
- Para la sociedad, puesto que aumentara la seguridad de los suministros eléctricos, se reducirán la necesidad de construir nuevas estructuras eléctricas en zonas alejadas por ende disminuirán las tensiones internas y se favorecerá al medio ambiente (se disminuye la necesidad de plantas de generación).

#### **1.5.4 Barreras para gestionar la demanda eléctrica**

Si bien los programas de gestión de la demanda eléctrica traen beneficios al sistema eléctrico es importante conocer las dificultades que se presentan al poner en marcha cada una de ellas, ya sea por la inversión insuficiente para poner en función dichos programas, la precaria tecnología de algunos países, etc.; a continuación, se detallará alguno de estos inconvenientes:

- Cambios en la demanda: La primera barrera para la modificación positiva de la demanda eléctrica son las costumbres de consumo de los mismos usuarios, debido al cambio en sus propios hábitos de gasto de energía, es decir, pasar de tener un comportamiento indiferente de su gasto de energía a ser consciente de lo que consumen, la gran mayoría de los usuarios eléctricos desearan no complicarse con dichos programas o medidas de ahorro, generando así un rechazo a la gestión.
- Poca información: Algunos usuarios no llegan a tener toda la información relacionada a la gestión de demanda, ya sea por la inestable tecnología de comunicación de los operadores con los usuarios (en el caso de países con poco desarrollo tecnológico), por la falta de comprensión o entendimiento de los

programas de gestión de demanda, lo que genera incertidumbre en los consumidores.

- Rentabilidad: Para poner en marcha los programas de gestión son necesarias nuevas tecnológicas (medidores bidireccionales, almacenamiento de energía, etc.) como hemos visto, además de los nuevos costes administrativos, publicidad, pagos de incentivos a los clientes, etc.; por esos motivos la inversión para poner en marcha los programas de gestión serían elevados y en muchos casos debido a esta barrera económica los promotores se abstienen de invertir.
- Desarrollo tecnológico: El alto costo de las nuevas tecnologías para implementar los programas de gestión, de igual manera desarrollo a la par de los medios de comunicación y la inexperiencia de las operadoras eléctricas frente a la gestión de demanda eléctrica.

### **1.5.5 Aplicación de gestión de demanda eléctrica a usuarios industriales**

Conocidos los programas de gestión de demanda eléctrica, en su mayoría referidos a los usuarios residenciales, la sección presente se centra en el sector industrial, puesto que sus consumos eléctricos son en grandes cantidades y su número de usuarios es reducido en comparación al residencial, cantidades menores de usuarios permiten mayores posibilidades de gestionar la demanda eléctrica con significativos resultados (Santos, 2014). El procedimiento que se realiza generalmente para la implementación de gestión de demanda en los usuarios industriales es el siguiente:

**1.5.5.1 Recopilación de información.** Considerando las características más importantes de la empresa analizada, para la gestión de demanda de la misma, será necesario tomar los siguientes datos:

**1.5.5.1.1 Cadena productiva.** Debido a los distintos rubros que tienen las industrias se debe conocer específicamente los procesos productivos que cuenta la empresa analizada, enumerar cada una de ellas o realizar un diagrama de flujo de tal manera que muestre la cadena productiva de la industria, tomando en mayor consideración aquellos que consumen energía eléctrica, es importante no ignorar si los procesos tienen una interdependencia o independencia entre ellos. Además de los procesos es necesario tomar en cuenta los servicios auxiliares, generales e iluminación.

**1.5.5.1.2 Consumo eléctrico de los procesos y cargas presentes.** Conocido los procesos de la industria analizada se pasa a la búsqueda de datos técnicos, es decir:

- Mediciones de las tensiones y corrientes de línea, potencia y factores de potencia de cada tablero de control.
- Histogramas de los valores de potencia con mayor concurrencia en cada tablero eléctrico de la fábrica.

- Potencia media de los equipos presentes en la fábrica.
- Tiempo real de trabajo de las maquinarias (anualmente), puede ser obtenido por los trabajadores de operaciones de la industria analizada.
- Tiempo anual de funcionamiento de cada tablero con la potencia de mayor ocurrencia.
- Energía media consumida anualmente por cada tablero y maquinaria.

**1.5.5.1.3 Responsabilidad de carga en cada proceso de la empresa.** Es la relación del consumo de energía de cada proceso entre la energía total consumida por toda la planta, es decir, la importancia que tiene un proceso dentro de la cadena productiva en relación a su consumo de energía.

**1.5.5.1.4 Comportamiento concurrente del consumo de energía.** En esta sección se toma en cuenta la cantidad de requerimiento de potencia promedio que necesita la industria analizada a lo largo del día, es decir, la curva de demanda eléctrica diaria de la empresa. En la figura 12, se ejemplifica lo mencionado con una empresa papelera "CARTOPEL" (Ecuador).

**Figura 12. Curva de demanda eléctrica promedio de la empresa CARTOPEL 2012.**



**Nota.** Adaptado de (Méndez Santos, 2013).

Obtenida la curva de demanda eléctrica de la empresa analizada es importante tomar en consideración los siguientes puntos:

- Conducta de la demanda eléctrica máxima: Conocer la cantidad de potencia máxima (diaria, mensual y anual) con la que la empresa funciona.
- Tiempo de funcionamiento de la carga: Conocer el tiempo en el que la empresa requiera la máxima demanda y, además, la variación que hay respecto a la demanda media utilizada.

**1.5.5.2 Aplicación de la gestión de demanda:** Obtenida la información necesaria en la recopilación de datos, como: la capacidad de gestión de las cargas y la gran interdependencia

de procesos (en la mayoría de industrias); se procede a plantearse 2 tipos de gestión de demanda para los usuarios industriales:

**1.5.5.2.1 Orientada a la utilización de la energía eléctrica con mayor eficiencia y menores costos.** Tomando como base los datos de la cadena productiva, los procesos y la importancia de cada uno de los puntos mencionados, se realiza un desplazamiento de las actividades productivas con mayores consumos de energía a horarios de menor costo de la misma (tanto energía como potencia), es decir, si una industria cuenta con un proceso con gran consumo de energía eléctrica y el mismo tiene la capacidad de desplazarse a lo largo del día sin interrumpir la productividad de la empresa, se desplazará a horarios donde la empresa distribuidora cobre la energía con mínimos costos. Así mismo es importante la revisión de las maquinarias presentes en la fábrica con la finalidad de corroborar si el consumo de energía que utilizan es proporcional a lo que producen, caso contrario se modificarían las maquinarias mencionadas buscando su eficiencia o prescindiendo de ellas, ejemplo de lo expuesto es tener 2 maquinarias con las mismas capacidades y consumos, pero que una de ellas produzca menos que su igualitaria, por lo que sería conveniente reconsiderar su utilización o supeditarla.

**1.5.5.2.2 Orientada a la desconexión de equipos para solventar las restricciones económicas y técnicas que imponen la distribuidora eléctrica.** Debido que algunos de los planes de gestión de demanda controladas por la distribuidora de energía eléctrica, están enfocadas en la interrupción de carga a los usuarios, los datos de importancia de procesos y su capacidad de ser interrumpibles dentro de la fábrica son importantes en esta sección, por lo que se realiza un listado de la cantidad de carga que se puede desconectar de la red sin afectar a todo el proceso de producción cuando el ente distribuidor lo solicite.



## Capítulo 2

### Metodología de gestión de demanda eléctrica para optimiza la facturación de un usuario regulado

Conociendo los beneficios tanto técnicos como económicos que proporciona la aplicación adecuada de gestión de demanda eléctrica, se propone una serie de pasos a seguir, con los que cualquier usuario regulado, ya sea en media o baja tensión, puedan usar para obtener los mencionados beneficios.

En la siguiente sección del presente trabajo se desarrollará detalladamente la metodología de gestión de demanda eléctrica, el cual incluirá la recopilación de datos y el desarrollo del plan de gestión, teniendo como resultado una sólida metódica que cumpla con el fin propuesto. A continuación, se muestra la figura 13, la cual contiene el diagrama de flujo de la metodología planteada.

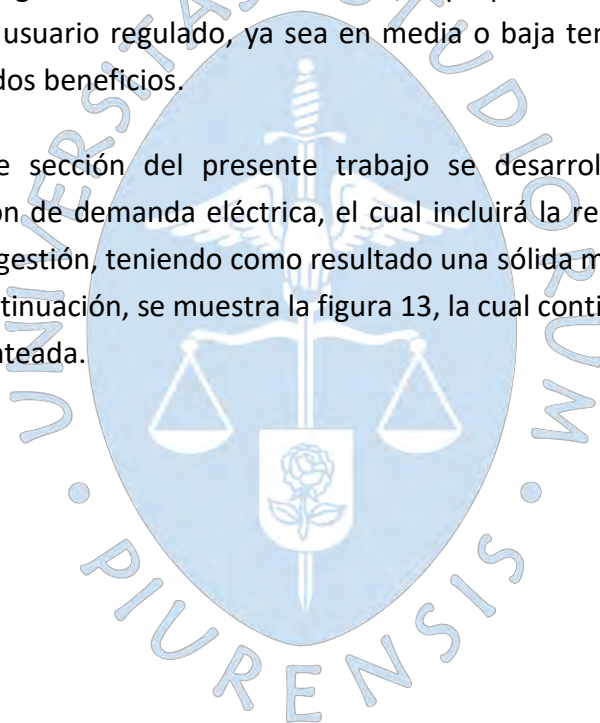
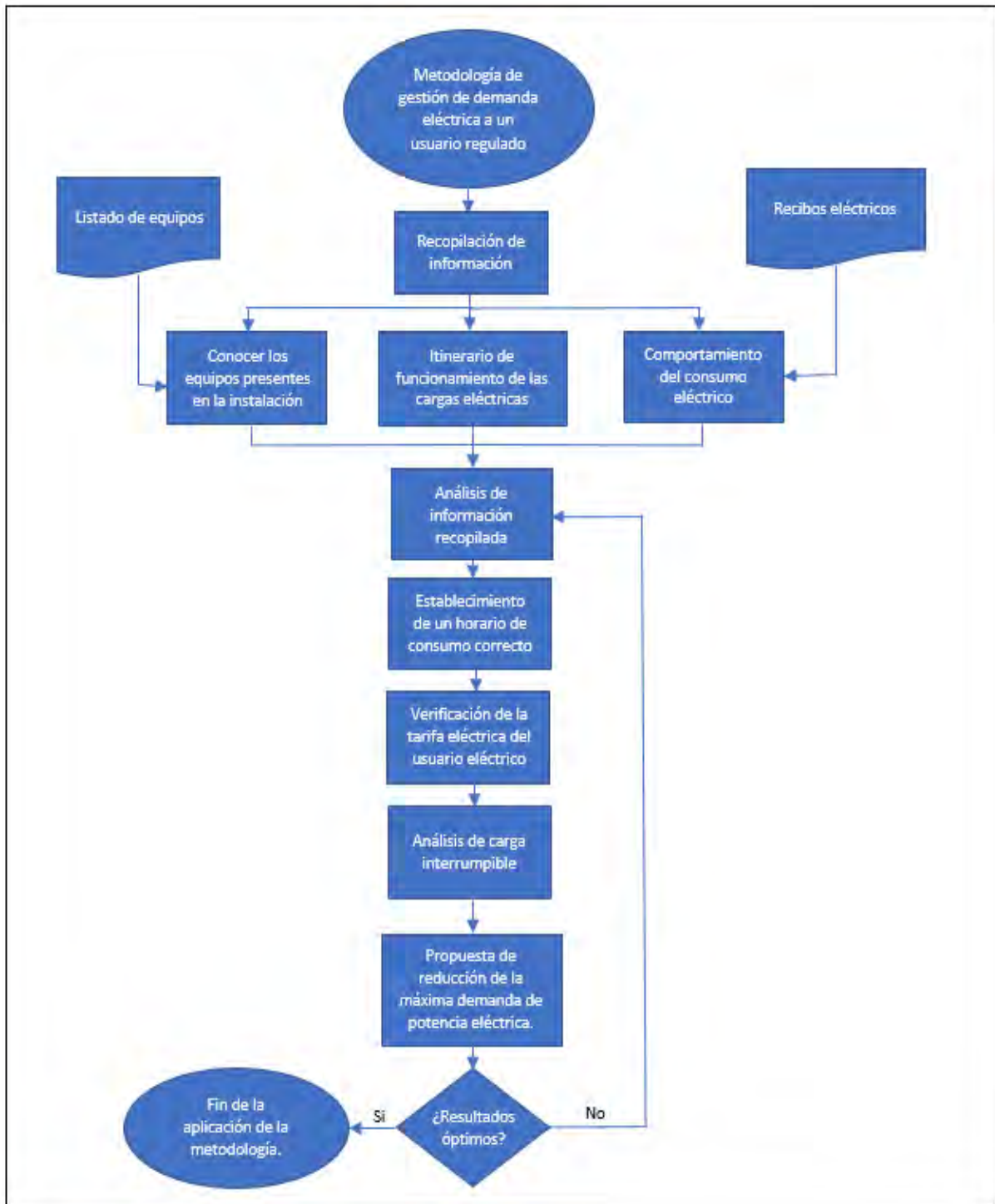


Figura 13. Diagrama de flujo de la metodología de gestión de demanda para un usuario regulado.



## **2.1 Recopilación de datos**

Para la aplicación de la gestión de demanda a determinada empresa industrial es importante obtener datos importantes de la misma, por lo tanto, las visitas a la fábrica, recibos de consumo, mediciones que se puedan realizar a los tableros, nos permitan obtener lo mencionado.

### **2.1.1 Conocer las cargas presentes**

Se debe conocer detalladamente las maquinarias de consumo eléctrico conectadas a su propia red, es decir, percatarse con que potencia nominal las cargas trabajan, el estado de cada una de ellas, si tienen fallas, pueden consumir energía mayor a la nominal por lo que deben ser cambiadas, o están en perfectas condiciones. Obtenida dicha información se calcula la demanda instalada a la red y las condiciones de los elementos eléctricos. Se ejemplifica aplicando lo mencionado a un local comercial, en el cual se puede encontrar diferentes aparatos eléctricos como: luces, cocinas eléctricas, televisores, etc.; la revisión de cada uno de estos equipos nos permite conocer si se desempeñan en buenas condiciones y, además, la suma de todas las potencias nominales de los equipos en el local nos permite conocer la potencia instalada.

### **2.1.2 Itinerario del funcionamiento de los aparatos eléctricos**

Es importante tener en cuenta el horario de funcionamiento de los equipos eléctricos conectados a la red, es decir, tener un cronograma en base al tiempo en que empiezan a operar las maquinarias y por cuanto tiempo, de dicha información se puede obtener la demanda máxima, ya que en muchas ocasiones no es el mismo valor de la potencia instalada, puesto que no todos los equipos de una instalación operan al mismo tiempo.

### **2.1.3 Comportamiento del consumo eléctrico**

Conocidas las cargas y sus horarios de funcionamiento se procede a utilizar equipos de medición en los tableros eléctricos del cliente, con la finalidad de obtener la curva de demanda eléctrica (diaria, mensual o anual), energía consumida, activa y reactiva, el factor de potencia del usuario analizado; dicha información permite corroborar la veracidad del itinerario de funcionamiento de los equipos del cliente, además de conocer con exactitud los valores de potencia y energía para los cálculos posteriores. En ciertas ocasiones es complicado instalar equipos de medición en los tableros eléctricos del cliente analizado, ya sea por políticas de privacidad, falta de tiempo para la obtención de datos, etc., de tal forma, una opción para alcanzar esta información es solicitando al cliente los recibos eléctricos o registros de consumos eléctricos mensuales o anuales.

## **2.2 Desarrollo del plan de gestión de demanda**

Conseguido los datos de mayor relevancia de la industria, se procede a aplicar la gestión de demanda en la misma.

### **2.2.1 Establecimiento de un horario de consumo correcto**

Para que la gestión de demanda eléctrica tenga un mayor impacto en la facturación eléctrica del usuario regulado, se debe definir el horario de consumo de todas las maquinarias conectadas en las instalaciones del usuario, es decir, si la gran mayoría de los aparatos conectados a la red consumen dentro de los horarios punta o fuera de punta, esto dependerá de los tiempos de trabajo de los procesos y la tarifa eléctrica a la que pertenecen; En las tarifas eléctricas peruanas se cobra la energía activa de 2 maneras, la primera, por el horario (si es en punta o fuera de ella) o segundo, sin importar el itinerario de precios por hora del día. Es conveniente revisar los precios de la energía activa para cada departamento del Perú ya que varían por distribuidora y cada cierto lapso de tiempo, se puede apreciar los precios tarifarios en la página web oficial del Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN, 2023). En la gran mayoría el precio de la energía en el horario fuera de punta es más económica que la que está dentro de ella.

Esta sección es importante, ya que sirve como predecesor importante a la gestión de demanda al usuario analizado. Tener un itinerario de funcionamiento correcto, donde las maquinas trabajen en HP, HFP o ambas, en correlación con el horario de labores de la empresa (horario de los trabajadores y personal), permite no generar inconvenientes al elaborar la gestión de demanda, ejemplo de lo mencionado es mover una carga de un determinado horario a otro, si en este no hay disponibilidad de personal en la fábrica.

### **2.2.2 Verificación de la opción tarifaria del usuario**

Establecido el horario de funcionamiento el apartado anterior, se procede a la verificación de si la opción tarifa eléctrica presente es la adecuada para el usuario analizado, Dicha corroboración permite que la gestión de demanda eléctrica tenga un impacto grande en la facturación eléctrica del cliente. La alternativa de tarifa más adecuada está ligada a la utilización de la energía del usuario, por lo tanto, se deben realizar cálculos para llegar a la correcta opción. Para reducir los cálculos de todas las tarifas a las que se puede aplicar, se debe tener en cuenta principalmente la potencia instalada de cada empresa, obtenidos en la recopilación de datos de esta metodología, deduciendo si es conveniente aplicarlos para las tarifas de media tensión o baja tensión, seguido, se debe conocer la modalidad de trabajo de la empresa, si el accionar de trabajo solo se realizan fuera de horas punta o a cualquier momento del día, para el primer caso le sería beneficioso la tarifa BT2, BT3, MT2 o MT3 y para el segundo la tarifa BT4 o MT4.

### **2.2.3 Análisis de carga interrumpible**

En esta sección se recomienda realizar una evaluación de la posibilidad de eliminar cargas poco relevantes para el usuario, es decir, la exclusión de cargas que no afectan en gran medida a los hábitos de consumo del cliente; en el caso industrial, la elección de equipos que

al momento de apagarlos no alteran al proceso y producción. Para elegir el tipo de carga que se debe eliminar para un usuario industrial se debe conocer lo siguiente:

- Los equipos del proceso y su nivel de relación con la producción.
- La no interdependencia de los equipos en el proceso, es decir, apagar un equipo sin que afecte al funcionamiento de los otros.
- La capacidad del usuario de reducir su producción con el fin de disminuir su demanda eléctrica.

En la mayoría de clientes industriales los equipos puestos en producción se encuentran optimizados, tienen un óptima relación de la potencia requerida con su producción, además, la posibilidad de disminuir su nivel de demanda eléctrica reduciendo sus niveles de producción, no es opción para el cliente eléctrico.

#### **2.2.4 Reducción de la máxima demanda de potencia eléctrica**

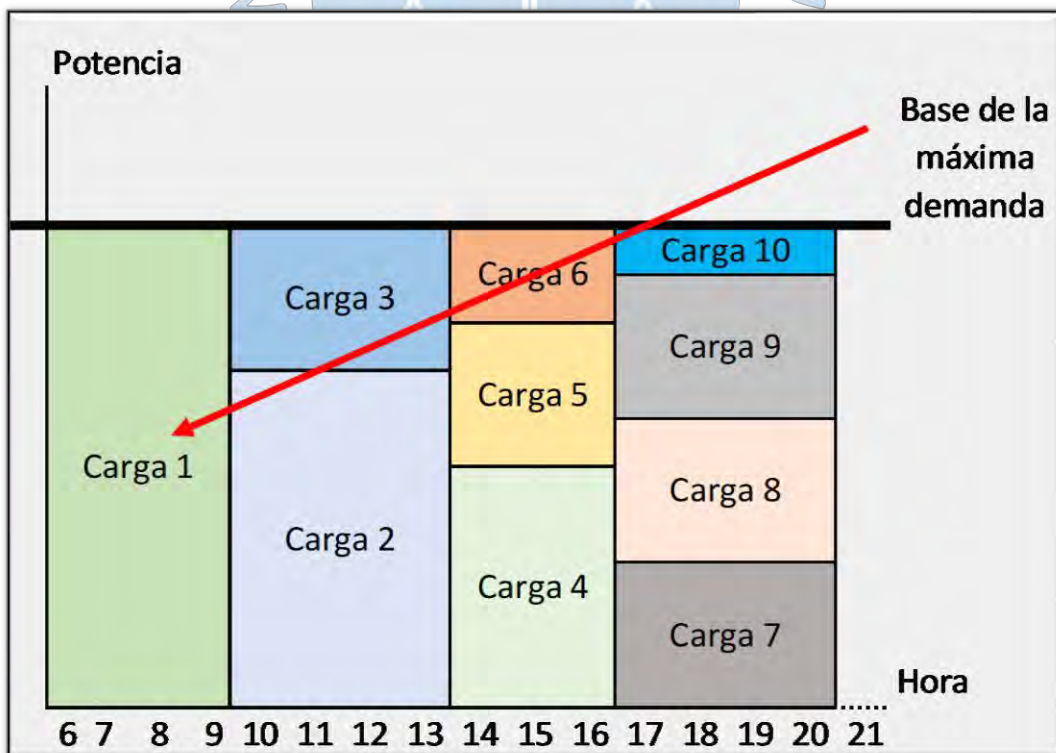
En las tarifas eléctricas peruanas industriales se considera en los cargos de potencia el mayor pico de demanda ya sea en horas punta o fuera de ellas, de un mes o de los últimos 6 meses de consumo (se sabe que las medidas de la máxima demanda son tomadas cada 15 minutos), por lo que es importante controlar la mayor cantidad de potencia requerida. Recopilada la información del horario de funcionamiento de las maquinarias dentro de la empresa y aplicado el análisis de eliminación de carga, este apartado propone ordenar de manera óptima el funcionamiento de las cargas dentro de un horario de consumo, es decir, dentro del itinerario de consumo correcto organizar las maquinarias que necesiten altas cantidad de potencia para funcionar y no superponerlos en funcionamiento con aparatos que requieran menores cantidades de potencia o de igual magnitud, explicado de otra forma, si se tienen 2 equipos que solicitan grandes cantidades de potencia (los cuales pueden trabajar independientemente), es recomendable separar su hora de funcionamiento para evitar que se sumen su requerimiento de potencia y así eludir picos de alta demanda eléctrica. Para poner en acción el cronograma de utilización mencionado, se debe tener en cuenta 2 casos, aquellas empresas que tienen procesos cortos y pueden modificar completamente los horarios de consumo de sus maquinarias y sus mismos gastos de energía (eliminar horas de funcionamiento o cambiar su itinerario de trabajo), o aquellas empresas que tienen proceso largos y complejos por ende se les dificulta modificar completamente los horarios de consumo de sus cargas eléctricas, se plantea lo siguiente al momento de realizar el cronograma para los 2 casos:

1. Empresas de fácil modificación de cargas:
  - I. Poner en funcionamiento solo a la maquinaria que requiera mayor potencia en su funcionamiento en un determinado momento del día, de preferencia las primeras horas del horario fuera de punta (Base de la máxima demanda).

- II. Seguido, poner en funcionamiento la maquinaria con segunda mayor potencia de funcionamiento junto con algún artefacto de menor potencia de consumo, de tal manera que al sumar sus potencias la demanda máxima sea igual a la primera, sucesivamente del término de trabajo del primero.
- III. Para la maquinaria con tercera mayor potencia de funcionamiento y demás, se coloca sucesivamente al final del trabajo de la segunda junto con el aparato eléctrico de segunda menor potencia requerida para trabajar o maquinarias que necesiten pequeñas potencias, de tal manera que la suma de demanda de ambos o todos sea igual al primero, así sucesivamente con las demás maquinarias existentes en la instalación.

Se aprecia que dicho procedimiento es simple, generando así que la demanda sea estable a lo largo del día, sin generar picos de demanda eléctrica que pueden originarse al poner en funcionamiento muchas maquinarias a la vez, teniendo un orden establecido el costo monetario de la electricidad disminuirá, pero este método, como hemos mencionado, solo es aplicable para empresas que pueden modificar sin problemas el tiempo en que se utilizan de sus herramientas eléctricas a lo largo del día. sin dañar su producto final, tal es el caso de las panaderías, restaurantes, etc.; a continuación, se muestra en la figura 14 lo explicado.

**Figura 14. Diagrama representativo de gestión de demanda para una empresa de fácil modificación de cargas.**

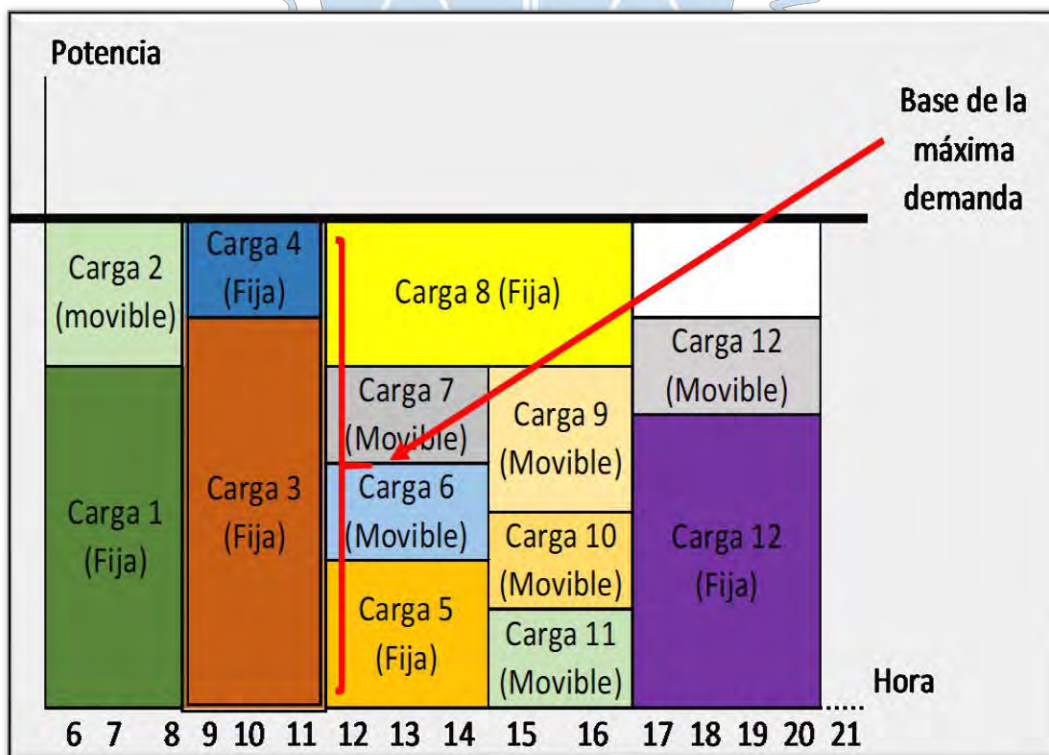


## 2. Empresas de compleja modificación de cargas:

- I. Establecer que maquinarias eléctricas no pueden dejar de funcionar en un determinado momento del día.
- II. Establecer un límite de demanda eléctrica tomando como base la maquinaria o maquinarias (que trabajen juntas) que requieran mayor cantidad de potencia y que sean inmovibles en sus horarios de funcionamiento (Base de la máxima demanda).
- III. Juntar el funcionamiento de aparatos eléctricos de menor potencia que tengan la capacidad ejecutarse en cualquier momento del día sin afectar el producto final (Cargas movibles) con equipos que requieran altas cantidades de potencia y no se pueda modificar su tiempo de gasto a lo largo del día (Cargas fijas). Se debe respetar el límite establecido al unir los equipos eléctricos.
- IV. Verificar que se respeten los límites establecidos al unir los equipos eléctricos, se permite que al juntar aparatos eléctricos las sumas de sus demandas sean menor a límite establecido, mas no mayor, debido a que el límite fijado será nuestra demanda máxima y de esto es dependiente nuestro ahorro monetario.

A continuación, se muestra en la figura 15 el procedimiento:

**Figura 15. Diagrama representativo de gestión de demanda para una empresa de compleja modificación de cargas.**



Los procedimientos de gestión de demanda establecidos en esta sección, se disminuirán los costos en las tarifas eléctricas, debido a que los cargos de las mismas están ligadas a la máxima demanda eléctrica; generar un orden del tiempo en que consumen las maquinarias a lo largo del día da como resultado una reducción del requerimiento de potencia a comparación de no tener un cronograma fijo, en el cual las maquinarias generen picos elevados de demanda sin necesidad de mantenerlos. Como se sabe, la toma medidas de potencia requerida son tomadas cada 15 minutos y de ellas es tomada la de mayor valor para generar los costos en las tarifas, por lo tanto, al tener una armonía de utilización, la demanda máxima no variará a lo largo de las mediciones (manteniéndose reducida), caso contrario a aquellas cargas que no tiene un orden de uso (pueden usar muchas maquinarias al mismo tiempo), las cuales generaran un pico de demanda alto, lo que será tomado en el costo de las tarifas eléctricas.

Es poco frecuente que las empresas busquen reducir la máxima demanda eléctrica utilizando generadores independientes a la red eléctrica, es decir, conectar las cargas que requieren mayor potencia a los generadores eléctricos propios de la empresa, disminuyendo así en gran medida la curva de demanda eléctrica.



## Capítulo 3

### Aplicación de la metodología de gestión de demanda en la empresa San Roque para la optimización y elección correcta de la tarifa eléctrica

Establecida la metodología de gestión de demanda para optimar la facturación eléctrica de un usuario regulado, se procede en este apartado a poner en acción de manera real dicha metódica elaborada, con el fin de demostrar la funcionabilidad y beneficios existentes del procedimiento. Para dicha prueba se eligió a la empresa dulcera San Roque (reconocida a nivel del Perú por su dulce “King Kong”), debido a que cuentan con una de las fabricas industriales alimentarias más grandes de Lambayeque, lo que la convierte en un usuario regulado de alto consumo de energía eléctrica; dicha afirmación respaldada por la información brindada al tesista.

En este capítulo no solo se expuso la práctica de la metodología realizada en un ambiente real, sino también se mencionó la historia de la empresa industrial escogida (San Roque), el desarrollo de la recopilación de la información, dentro de lo cual estuvo la visita a la fábrica, donde debido a sus políticas de privacidad, solo se me permitió conocer el proceso de la fabricación del dulce “King Kong”, las maquinarias y el tiempo de función de las mismas para la preparación del mencionado dulce, seguido de la obtención de los recibos eléctricos de todos los meses del año 2020.

#### Empresa San Roque:

Empresa dulcera más grande del norte del Perú, dirigida actualmente por Jorge Piscoya Mayquen. En este segmento se muestra la historia de la empresa San Roque de manera cronológica:

- 1920: Un grupo de reconocidas señoras lambayecanas se reunieron en la casa de la dama Victoria Mejía de García con la finalidad de proveer alimentos a personas de bajos recursos de la ciudad con la comercialización de dulces elaborados por ellas mismas.
- 1933: Se estrenaba “King Kong”, una de los largometrajes más populares del cine mudo en la ciudad de Lambayeque, los pobladores de la “Ciudad Evocadora” no dudaron en comparar al gran alfajor de galleta, dulces y manjar, preparados por

doña Victoria, con el gorila protagonista de la película mencionada, puesto que las dimensiones del dulce eran exorbitantes.

- 1943: Se patenta el dulce fabricado por la familia García como “King Kong San Roque”, a la vez se empiezan a desarrollar derivados del dulce, tanto en tamaño como en sabores.
- 1970: Bajo la admiración de Perpetua García, la empresa San Roque decidió cambiar de instalación, ubicados originariamente en la calle Dos de mayo, a un local más grande ubicado en el kilómetro 780 de la Panamericana norte, la cual sería su planta de producción hasta la actualidad, donde se produjeran una mayor cantidad de dulces.
- 1994: La empresa empezó a exportar directamente.
- 1999: Se inauguraron las primeras tiendas de San Roque en todo el norte del Perú.
- 2010: La empresa San Roque empezó un cambio absoluto de su marca, tanto en sabores como en su imagen corporativa, generando así que cada 18 meses se estrenen nuevos y diferentes sabores de su dulce emblema.
- 2011 y 2014: Por causa de la innovación de su dulce emblemático con los sabores de lúcuma y chirimoya, la empresa San Roque fue reconocida internacionalmente por el Instituto de Sabor y Calidad.
- 2016: La empresa San Roque obtuvo una estrella en los *iTQi Superior Taste Award*; sello otorgado por su calidad, galardón con mayor relevancia de la gastronomía a nivel mundial.

### **3.1 Aplicación de la metodología de gestión de demanda elaborada al usuario San Roque**

Se aplicó cada sección de la metodica realizada por el tesista al usuario regulado industrial “San Roque”, desde la obtención de información (visita a las instalaciones de producción, consultas del funcionamiento de los equipos a los operarios y los respectivos recibos eléctricos de los consumos realizados) hasta la generación del informe de mejora, lo que permitió generar una propuesta de óptima gestión de demanda para el usuario mencionado.

#### **3.1.1 Recopilación de datos**

Se realizó una conferencia entre el tesista y el personal administrativo de la empresa analizada, con la finalidad de obtener la mayor cantidad de información beneficiosa y adecuada para la gestión de demanda eléctrica al usuario “San Roque”; debido a políticas de confidencialidad de producción impuestas por la industria, solo se le permitió al tesista obtener los recibos eléctricos, visita guiada a la fábrica, donde conoció los procesos que utiliza

la empresa para elaborar los dulces, además se conversó con el personal operario sobre las horas de funcionamiento de las maquinarias.

### **Visita a las instalaciones de la fábrica San Roque:**

El mes de octubre del año 2021 se realizó la visita a la fábrica San Roque ubicada en el km 780 de la Panamericana norte, donde se mostró al autor de esta tesis las maquinarias existentes en las instalaciones y el proceso aproximado que realizan para fabricar el dulce “King Kong” ya que no cuentan con un cronograma establecido.

El proceso de visita fue el siguiente:

1. Inicio de recorrido: Debido a la coyuntura que se vive actualmente, la pandemia por coronavirus, el tesista estuvo en la obligación de ir con una prueba de descarte de Covid 19, además de utilizar implementos como guantes, gorras y mandil para estar dentro de la fábrica; cumplido con los requisitos se recorrió las instalaciones con el Ing. Zeña.
2. Proceso del agua: Establecido el autor de este proyecto dentro de la fábrica se procedió a dirigirse al patio de desembarque, dentro del cual se encontró con las maquinarias que llevan a cabo el tratamiento del agua a utilizar en la fábrica. Encontramos a la caldera como primer equipo, se puede apreciar en la figura 16, la cual cumple la función de elevar la temperatura del agua con el fin de purificarla, dicha maquinaria se activa cada 20 minutos en paralelo con una bomba eléctrica de 1 HP la cual recolecta el agua.

**Figura 16. Caldera a gas que utiliza una bomba eléctrica para la distribución de agua**



El agua con elevada temperatura pasa a una torre de enfriamiento SICREA, se puede apreciar en la figura 17, con la cual se reduce la temperatura, ya que se necesita que el agua este a temperatura relativamente ambiental al entrar a la fábrica, con el fin de poder elaborar los dulces, las maquinarias eléctricas que utiliza dicha torre de enfriamiento son: un compresor de 5 HP, el cual funciona cada media hora durante medio día, seguido, un motor de 5 HP que está en acción todo el día sin parar; junto a la torre de enfriamiento se encuentra una bomba eléctrica de 7.5 HP la cual labora todo el día.

**Figura 17. Torre de enfriamiento SICREA junto a su respectiva bomba eléctrica**



3. Proceso de la leche: En paralelo al proceso del agua se realiza el desembarque y tratado de la leche; se comunicó al tesista de este proyecto que el proceso de la leche comienza a las primeras horas del día, aproximadamente 6:00 a.m., en algunos días el desembarque de la leche empieza a las 5:00 p.m. (no tienen un horario definido de llegada), donde los camiones abastecen la leche de vaca en los tanques internos refrigerados de la fábrica, se aprecia en la figura 19, por lo que la fábrica utiliza una bomba eléctrica de 1 HP como extractor (funciona aproximadamente 2 horas al día) y 3 refrigeradoras de 3 HP cada uno (trabajan aproximadamente de 6:00 a.m. hasta las 6:00 p.m.), para mantener fresca la leche. Se aprecia el sistema de refrigeración en la figura 18.

**Figura 18. Sistema de refrigeración utilizada por los tanques internos donde se almacena la leche utilizada**



Seguido, el fluido es batido por horas por 3 batidoras de 0.5 HP, las cuales trabajan desde el fin de la extracción de las cisternas hasta las 4:00 p.m., finalmente el líquido es pasado a las maquinarias internas de la fábrica para la continua producción de los dulces, para lo cual, se utiliza una bomba repartidora de 2 HP la cual funciona entre las 8:00 a.m. y las 10:00 a.m. Para la limpieza de los tanques se utiliza una bomba hidráulica de 3.5 kW la cual funciona una vez a la semana en horario de 4:00 p.m. a 6:00 p.m.

**Figura 19. Tanques de almacenamiento de leche refrigerados**



4. Proceso del manjar y otros: Repartida y tratada la leche y el agua en los procesos anteriores, se dio paso al área interna de la fábrica, donde se prepara el manjar del dulce “King Kong”, en ella encontramos: un mezclador industrial, donde se bate el agua junto con el azúcar, el cual estaba básicamente compuesto por un motor eléctrico de 5 HP que trabaja entre las 10:00 a.m. y 01:00 p.m.; seguido, encontramos 4 pailas conectadas al mezclador industrial y entre sí, todas las pailas utilizan esencialmente bombas eléctricas de vacío de valores de 5 HP y 7.5 HP, a excepción de la última paila, la cual además de utilizar la bomba de vacío necesita un batidor de potencia 2 HP; las pailas son utilizadas 4 horas seguidas y hasta 4 veces al día, incluyendo horas de madrugada (depende del mes de producción), los horarios en los que usualmente son utilizados es entre las 10:00 a.m. hasta 02:00 p.m. (primer turno) y 03:00 p.m. a 07:00 p.m. (segundo turno), los horarios de utilización en la madrugada no están establecidos, en algunas ocasiones, cuando la demanda de dulces es alta, agregan 2 turnos nocturnos más. En la figura 20 se aprecian las 4 pailas en funcionamiento.

**Figura 20. Sistemas de 4 pailas entrelazadas entre sí mismas llevando a cabo la elaboración del manjar**



Además de las pailas encontramos al agitador de camote (se aprecia el funcionamiento de la maquinaria en la figura 21), el cual contiene 2 motores, el primero de 1 HP y el segundo motor de 5 HP, los cuales funcionan entre las 10:00 a.m. hasta 01:00 p.m. seguido, encontramos 2 congeladoras industriales de 3 HP cada una, las cuales funcionan todo el día.

**Figura 21. Agitador industrial de camote junto al operario manejando la máquina**



Para la limpieza de las máquinas mencionadas la fábrica San Roque utiliza una bomba de 5 HP la cual la funciona usualmente al terminar un turno con las pailas.

5. Panadería: Durante el recorrido, se procedió a entrar a uno de los ambientes anexos de donde se elabora el manjar del dulce. Se encontró el proceso de fabricación de la galleta del “King Kong” dentro del cual están las maquinarias que se utilizan y los panaderos, quienes le dan función a los instrumentos. Se conversó con ellos e indicaron que no tienen un cronograma establecido de utilización de maquinarias, los panaderos mostraron aproximadamente como usualmente trabajan: entre las 8:00 a.m. y 3:00 p.m. utilizan una batidora de 5 HP, aproximadamente funciona 7 horas en el día y 7 horas en la noche (dependiente de la producción mensual); seguido, utilizan 2 batidoras de menor potencia (1 HP y 0.5 HP) las cuales trabajan entre las 8:00 a.m. y 10:00 a.m. Se aprecia en la figura 22 las batidoras utilizadas en el área de panadería.

**Figura 22. Batidoras industriales utilizadas en el área de panadería**



Además, un molino de galleta, se aprecia en la figura 23, el cual funciona con 3 HP de potencia y de 3:00 p.m. a 4:00 p.m.; seguido, utilizan 2 roladoras de 4 kW las cuales funcionan entre las 6:00 a.m. y 3:00 p.m. (9 horas diarias), el laminador de 7 HP lo utilizan entre las 6:00 a.m. y 1:00 p.m. (7 horas diarias). Muy pocas veces utilizan un horno eléctrico TURBOFAN de 6.3 kW, el cual no tiene un horario establecido de trabajo, en remplazo utilizan 4 hornos industriales a gas, los cuales consumen entre 0.5 kW a 1 kW de potencia eléctrica en horarios de 6:00 a.m. a 6:00 p.m. En la figura 24 se aprecian los mencionados hornos.

**Figura 23. Molino de galleta industrial junto a las 2 roladoras industriales**



**Figura 24. Área de hornos a gas**



6. Chocolatería: Para esta sección de la fábrica se observó la utilización de 2 motores de 0.5 HP de potencia cada uno, las cuales funcionan sin parar entre las 7:00 a.m. y 7:00 p.m. todos los días laborales; además, se encontró con motor de 1.5 kW, el cual servía en complemento con una faja transportadora, el funcionamiento de este equipo eléctrico se realizaba entre las 6:00 a.m. y 6:00 p.m.; también, se encontró con una única maquina empaquetadora la cual usualmente labora entre las 3:00 p.m. y 6:00 p.m. con una potencia de 3 HP. Utilizan el instrumento de refrigeración instalado en el área de chocolatería, el instrumento mencionado funciona todo el día a una potencia de 0.4 kW. Se aprecia en la figura 25 las maquinarias mencionadas.

**Figura 25. Maquinaria utilizada en el área de chocolatería**



7. Empaquetado: En el área de empaquetado se encontraron diferentes maquinarias las cuales cumplen la función de empaclar el dulce emblema de la fábrica, dentro de uno los mecanismos encontramos 3 motores, el primero de 0.5 HP, seguido de un motor de 0.3 HP y el motor reductor de 0.5 HP, todos trabajan en un horario de 09:00 a.m. hasta la 01:00 p.m.; además, se encontró un motor de faja dentro de otro mecanismo, el cual funcionaba de 09:00 a.m. hasta la 01:00 p.m., con una potencia de 0.6 HP; seguido en el recorrido, se localizó una maquina al vacío, el cual utilizaba en conjunto 9.5 kW entre 08:00 a.m. y 08:00 p.m. (dependientes de la producción mensual); en conjunto se encontró 3 fajas transportadoras de 0.5 HP cada una, las cuales funcionan entre 08:00 a.m. y 08:00 p.m. todos los días. En la figura 26 se observa en funcionamiento a la maquinaria de empaquetado.

**Figura 26. Maquinaria de empaquetado en pleno funcionamiento**



8. Final del recorrido: Concluido el recorrido por las instalaciones internas de la fábrica, se procedió a salir por el patio N°2 de San Roque, donde se encontró un sistema hidroneumático, se observa en la figura 27, el cual era el encargado de distribuir el agua potable por toda la fábrica, dicha maquinaria contaba con 4 bombas hidráulicas de 1.76 kW cada una, funcionaban todo el día.

**Figura 27. Sistema hidroneumático encargados de abastecer de agua a toda la fábrica**



**3.1.1.1 Conocimiento de las cargas presentes.** Se obtuvo el listado de las cargas presentes en la fábrica con mayor consumo de energía eléctrica, dentro de las maquinarias se encontró lo siguiente:

- Caldera (1.5 kW)
- Bomba hidráulica 1 (1 HP)
- Bomba hidráulica 2 (7.5 HP)
- Ventilador – Motor (5 HP)
- Compresor 1 (5 HP)
- 3 refrigeradoras (3 HP c/u)
- Bomba hidráulica 3 (1 HP)
- 3 batidoras (0.5 HP c/u)
- Bomba hidráulica 4 (2 HP)
- Bomba hidráulica 5 (3.5 kW)

- Batidora (3 HP)
- Mezcladora (5 HP)
- Paila 1 (5 HP)
- Paila 2 (7.5 HP)
- Paila 3 (7.5 HP)
- Paila 4 (5 HP)
- Batidores internos de la paila 4 (2 HP)
- Motor del agitador de camote 1 (2 HP)
- Motor del agitador de camote 2 (5 HP)
- Bomba hidráulica 6 (5 HP)
- 2 congeladoras (3 HP c/u)
- Batidora (5 HP)
- Batidora de panadería 1 (0.75 kW)
- Batidora de panadería 2 (0.5 HP)
- Molino de galleta (3 HP)
- Horno eléctrico TURBOFAN (6.3 kW)
- 2 roladoras (4 kW c/u)
- Laminador (1 HP)
- Horno industrial rotativo NOVA Max 1000 (1.95 kW)
- Horno industrial Pavailer a gas 1 (0.4 kW)
- Horno industrial Pavailer a gas 2 (0.4 kW)
- Horno Winkler a gas 1 (1 kW)
- Horno Winkler a gas 2 (1 kW)
- 2 motores del área de chocolatería (0.5 HP c/u)
- Refrigeradora de la chocolatería (0.4 kW)
- Faja transportadora del área de chocolatería (1.5 kW)
- Empacadora (3 HP)
- Motor 1 del área de empaquetado (0.5 HP)
- Motor 2 del área de empaquetado (0.3 HP)

- Motor reductor (0.5 HP)
- Motor de faja (0.6 HP)
- 3 fajas transportadoras (0.5 HP c/u)
- Máquina empaquetadora al vacío (9.5 kW)
- 4 bombas hidráulicas del área de hidroneumáticos (1.76 kW c/u)

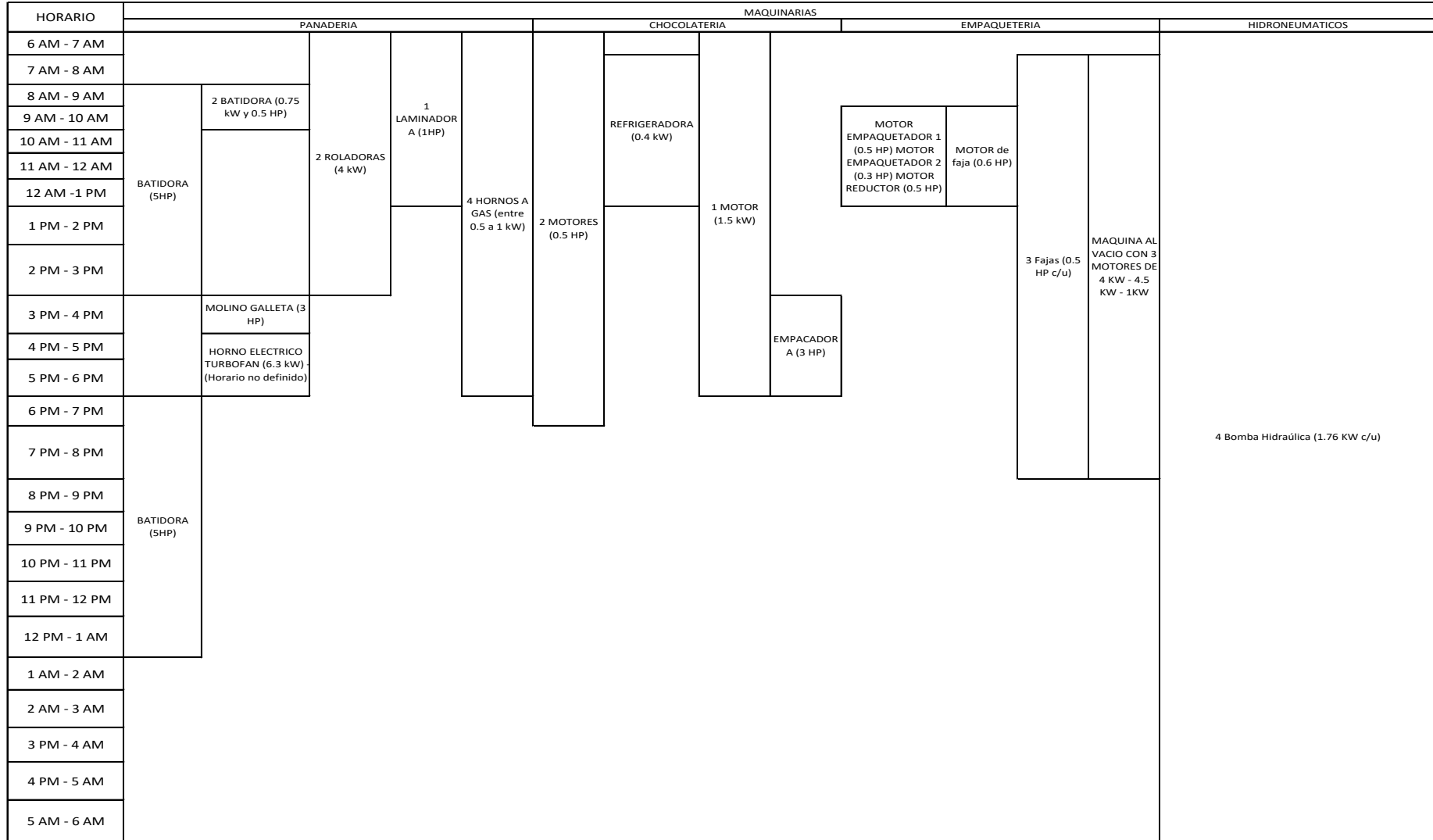
Se concluye con la lista de maquinarias en la fábrica del usuario analizado que la potencia instalada es de 116.8 kW o 156.6 HP, sin incluir a las oficinas administrativas, tomacorrientes de las mismas y luces de toda la fábrica.

Se conversó con el ingeniero de mantenimiento de la fábrica, el cual informó que la mayoría de maquinarias presentes en la instalación eran nuevas o se les había realizado el mantenimiento preventivo, por lo tanto, no presentaban pérdidas de energía o desperfectos.

**3.1.1.2 Itinerario de funcionamiento de los equipos.** Efectuada la visita a la fábrica, donde se conoció las maquinarias y se conversó con el personal operario, se realizó el itinerario de funcionamiento diario de los equipos eléctricos, se puede apreciar lo mencionado en las figura 28 y 29. Los itinerarios contienen el uso frecuente que se le dan a los equipos, debido a que la empresa San Roque, no cuenta con un cronograma de producción, por lo tanto, los equipos pueden operar en algunos días las 24 horas del día y en otros solo 8 horas al día, el cual está relacionado con la demanda mensual de su producto.



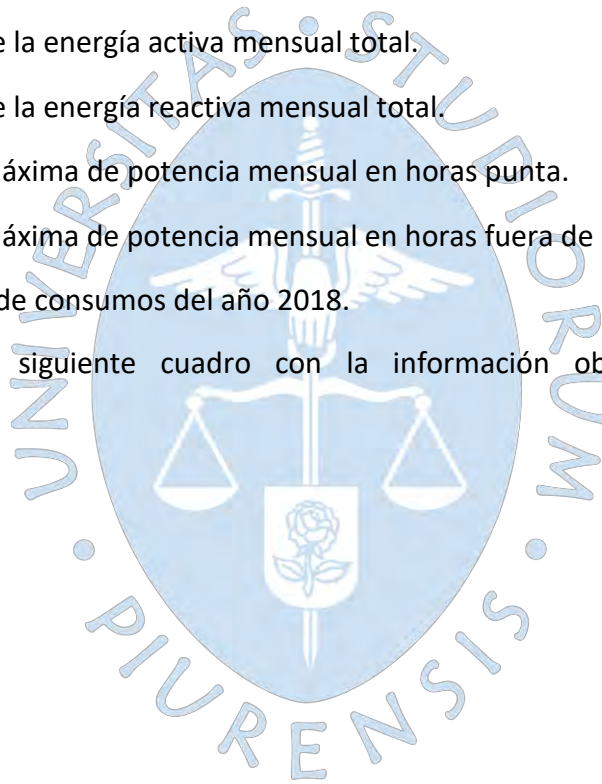
**Figura 29. Gráfica que muestra el itinerario diario de funcionamiento de las maquinarias de la fábrica de San Roque, separada por procesos (Parte 2)**



**3.1.1.3 Comportamiento del consumo eléctrico.** Conocidas las maquinarias presentes en la fábrica, sus condiciones de consumo e itinerarios de funcionamiento, se obtuvo los recibos eléctricos de todos los meses del año 2019, en opción a la instalación de equipos de medición en la fábrica, debido a la privacidad que mantiene la empresa con sus equipos. Los recibos eléctricos son entregados por la empresa de distribución eléctrica ELECTRONORTE S.A. (anexo 1 de esta tesis), se escogió dicho año para el estudio puesto que la fábrica trabajó de manera normal hasta antes del comienzo de la pandemia por Covid 19 (2020), lo que produjo que los niveles de producción disminuyeron, por ende, el consumo eléctrico decayó. Se consiguió la siguiente información eléctrica gracias a los recibos:

- Consumo de energía activa mensual en horas punta.
- Consumo de energía activa mensual en horas punta.
- Consumo de la energía activa mensual total.
- Consumo de la energía reactiva mensual total.
- Demanda máxima de potencia mensual en horas punta.
- Demanda máxima de potencia mensual en horas fuera de punta.
- El histórico de consumos del año 2018.

Se realizó el siguiente cuadro con la información obtenida y sus gráficos correspondientes:

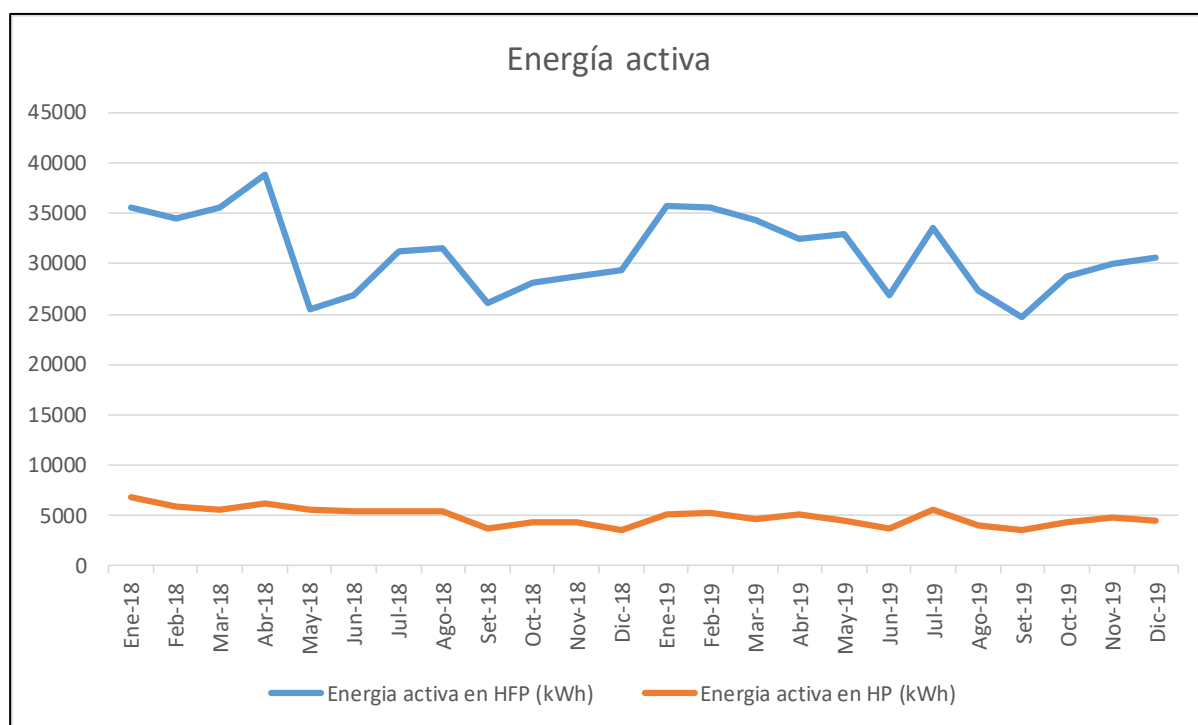


**Tabla 4. Resumen de los datos de potencia y energía consumida mensualmente en los años 2018 y 2019 por la fábrica de San Roque**

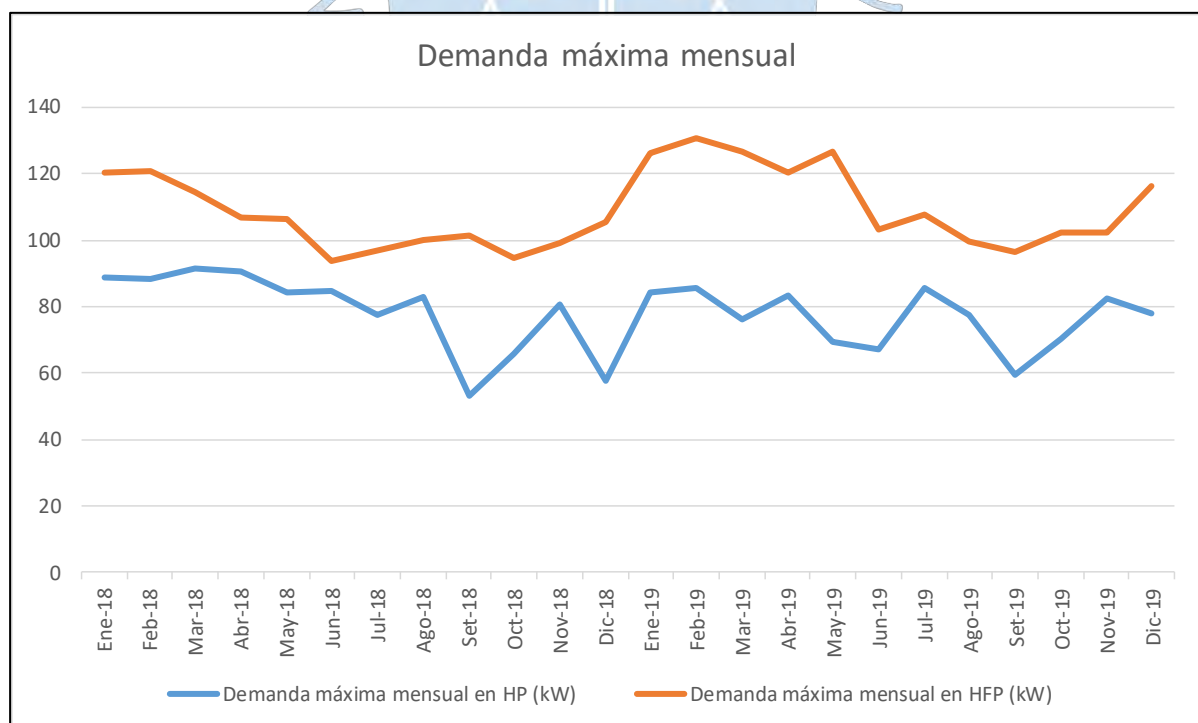
Fecha	Energía activa HFP (kWh)	Energía activa HP (kWh)	Demanda máxima mensual en HFP (kW)	Demanda máxima mensual en (HFP kW)	Energía reactiva (kVarh)
Ene-18	35586	6794	88.5616	120.1091	
Feb-18	34487	5838	88.1815	120.6182	
Mar-18	35519	5523	91.3455	114.3636	
Abr-18	38809	6171	90.3636	106.8727	
May-18	25431	5585	84.1091	106.4364	
Jun-18	26895	542 1	84.6182	93.9273	
Jul-18	31154	5390	77.6364	96.9455	
Ago-18	31518	5379	83.0182	100.1818	
Set-18	26047	3727	53.1273	101.5273	
Oct-18	28184	4368	65.8546	94.8364	
Nov-18	28809	4332	80.8364	99.1636	
Dic-18	29365	3612	57.4909	105.6	
Ene-19	35794.749	5187.2369	84.4364	126.3273	11243.53
Feb-19	35575.8217	5286.2551	85.5336	130.8364	11086.29
Mar-19	34264.5671	4639.6732	76.1455	126.8	11044.66
Abr-19	32388.4941	5079.6005	83.5273	120.4727	10843.84
May-19	32979.7669	4490.9459	69.1636	126.7273	10475.40
Jun-19	26941.7663	3679.1458	67.0909	103.0909	8732.16
Jul-19	33511.1852	5601.346	85.5636	107.5273	10643.47
Ago-19	27304.5118	4043.1459	77.4546	99.7455	8697.07
Set-19	24738.2934	3594.764	59.5273	96.2182	8459.71
Oct-19	28736.4574	4359.8185	70.4	102.3636	10610.62
Nov-19	30049.3666	4821.655	82.5091	102.4364	10988.27
Dic-19	30662.6394	4505.3641	78.0727	116.1091	10408.91

En la figura 30 se muestra el gráfico de energía activa del usuario, se apreció un alto consumo en los horarios fuera de punta, debido al régimen de trabajo que se aplica la empresa "San Roque".

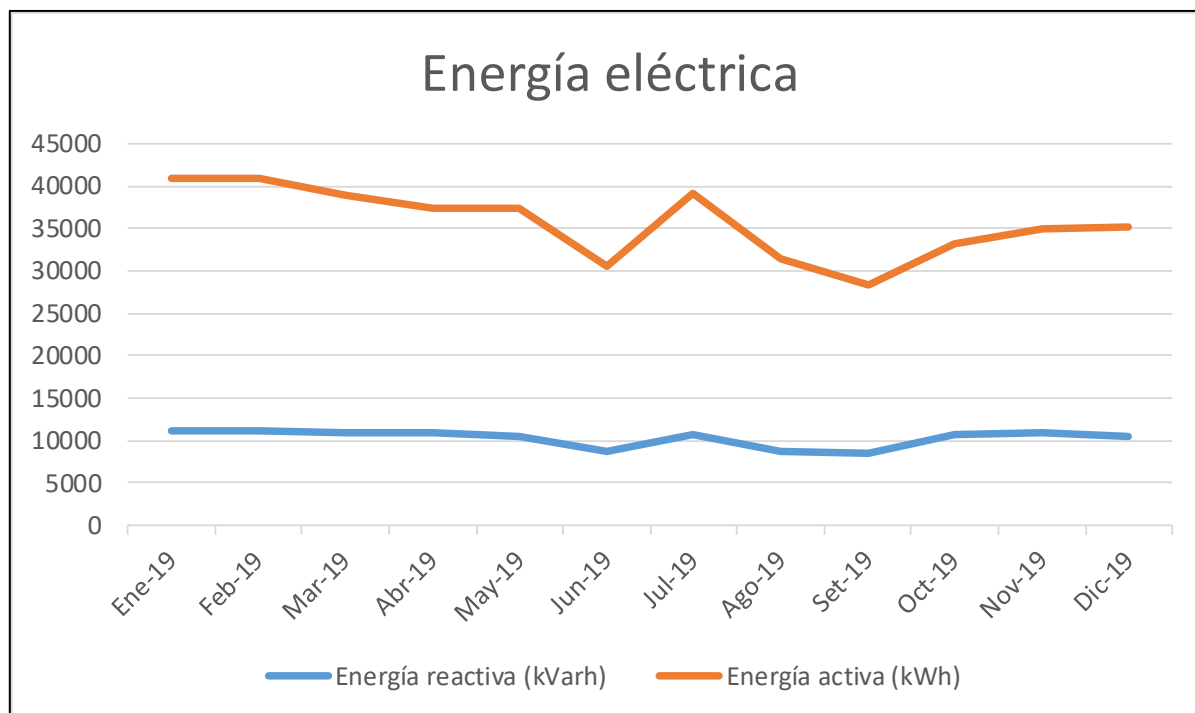
**Figura 30. Gráfico del consumo mensual de energía activa por la fábrica San Roque del año 2018 y 2019**



**Figura 31. Curva de demanda de potencia eléctrica máxima anual de la fábrica San Roque de los años 2018 y 2019**



**Figura 32. Gráfico comparativo del consumo mensual de energía activa contra la reactiva para el año 2019**



Se aprecia en las gráficas elaboradas de energía y demanda, un patrón concurrente tanto para los años 2018 y 2019, la energía consumida y demanda de potencia máxima aparecieron en los horarios fuera de punta.

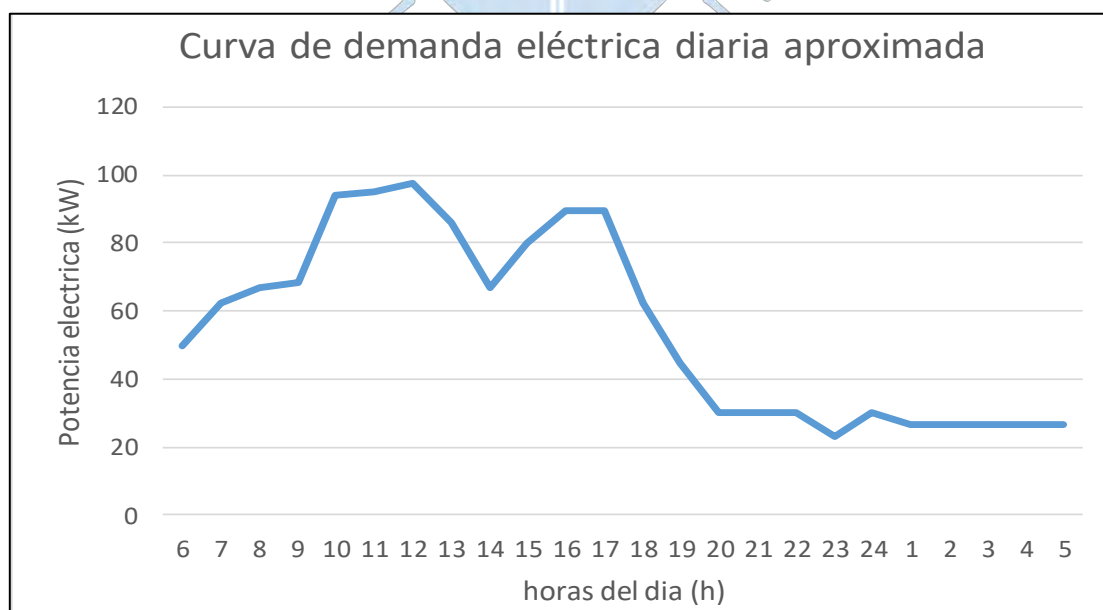
Con el itinerario aproximado del funcionamiento de las maquinarias se obtuvo el requerimiento de potencia por horas de la fábrica y su respectiva curva de demanda diaria:

En la figura 33, se aprecia un pico de demanda máximo 97.35 kW a las 12 horas del día, dicho valor se encuentra dentro de los márgenes de demanda encontrados en los recibos eléctricos. En la demanda eléctrica máxima encontrada durante el día en la fábrica, no se considera la demanda por oficinas administrativas (se encuentran maquinarias como aire acondicionado, ventiladores, computadoras de mesa, etc.) o luminarias de la fábrica.

**Tabla 5. Valores de la demanda eléctrica diaria por horas, en la fábrica San Roque**

HORARIO	Demanda eléctrica diaria de acuerdo a la hora (kW)	Demanda eléctrica diaria de acuerdo a la hora (HP)
6 AM - 7 AM	49.80	66.4
7 AM - 8 AM	62.55	83.4
8 AM - 9 AM	67.05	89.4
9 AM - 10 AM	68.48	91.3
10 AM - 11AM	93.98	125.3
11AM - 12 AM	95.10	126.8
12 AM -1PM	97.35	129.8
1PM - 2 PM	85.80	114.4
2 PM - 3 PM	67.05	89.4
3 PM - 4 PM	79.80	106.4
4 PM - 5 PM	89.25	119.0
5 PM - 6 PM	89.25	119.0
6 PM - 7 PM	62.18	82.9
7 PM - 8 PM	44.93	59.9
8 PM - 9 PM	30.30	40.4
9 PM - 10 PM	30.30	40.4
10 PM - 11PM	30.30	40.4
11PM - 12 PM	23.25	31.0
12 PM - 1AM	30.30	40.4
1AM - 2 AM	26.55	35.4
2 AM - 3 AM	26.55	35.4
3 PM - 4 AM	26.55	35.4
4 PM - 5 AM	26.55	35.4
5 AM - 6 AM	26.55	35.4

**Figura 33. Curva de demanda eléctrica diaria de la fábrica San Roque**



Debido a la relación que guardan los valores de demanda eléctrica máxima del itinerario de funcionamiento de las maquinarias presentes en la fábrica, realizado el mes de octubre del 2021 y los recibos eléctricos del mismo mes del año 2019 (los requerimientos de demanda máxima mensual no varían anualmente en grandes cantidades), se realizaron los siguientes cálculos para observar la diferencia en kW de los valores mencionados de los recibos sobre los del itinerario, ya que dicha variación debe incluir a las maquinarias de las oficinas administrativas (ventiladores, computadores, luces, aire acondicionado, etc.):

Valores del mes de octubre.

Recibos eléctricos (2019): 102.36 kW en HFP y 70.4 kW en HP

Itinerario realizado (2021): 95.1 kW en HFP y 62.175 kW en HP.

Diferencia: 7.26 kW en HFP y 8.225 kW en HP.

### **3.1.2 Desarrollo del plan de gestión de demanda eléctrica**

Obtenidos los datos necesarios se desarrolló el plan de gestión de demanda eléctrica para reducir los costos de facturación, establecido en la metodología elaborada. Se efectuó todos los pasos de la metodología de la siguiente manera:

**3.1.2.1 Establecimiento de un horario de consumo correcto.** Revisado los tiempos de consumo eléctrico, expuestos en la tabla 5 y curva de demanda de potencia diaria, figura 33, además del tiempo en el que laboran los trabajadores de la fábrica, se concluyó que la fábrica “San Roque” realiza faenas laborales notables en horarios fuera de punta en comparación a los horarios en punta, principalmente entre las 6 a.m. a 6 p.m., donde hay mayor consumo y requerimiento de demanda.

**3.1.2.2 Verificación de la opción tarifaria del usuario.** Se comprobó que el usuario “San Roque” labora con mayor énfasis en horarios fuera de punta, porque se procedió a verificar si la opción tarifaria eléctrica usada corresponde al tipo de horario de consumo.

Con la recopilación de datos se observó que la opción tarifa afiliada por el cliente analizado es la tarifa MT4, la cual considera dentro de uno de sus cargos al consumo tanto en horario fuera de punta como dentro de ella a un mismo precio, lo cual no es conveniente por las razones explicadas. Para una corroboración exacta se realizaron cálculos matemáticos únicamente con las tarifas de media tensión, ya que los precios de la energía en baja tensión son superiores a los de media tensión, se pueden apreciar los precios en la figura 34 y figura 35. Lo que se busca en el presente trabajo es un ahorro en la facturación eléctrica del usuario, por lo que realizar los cálculos de tarifa correspondientes a baja tensión serían innecesarios.

En los recibos eléctricos de San Roque se apreció a la empresa de distribución que brinda los servicios eléctricos y la ubicación exacta donde Electronorte ofrece las prestaciones (Panamericana norte km. 00780 – Lambayeque); esta información servirá como base para la búsqueda de los precios de la energía por cada tarifa eléctrica en la ubicación exacta donde

funciona la empresa, las cuales se encuentran en el portal de OSINERGMIN. Los valores encontrados eran pertenecientes al mes de enero del 2019 en la localidad de Chiclayo, por las causas ya mencionadas con anterioridad. A continuación, se muestra la lista de costes energéticos mencionados y seguidamente las operaciones de corroboración de la opción tarifaria adecuada al usuario, realizadas de acuerdo a la información obtenida en la recopilación de datos:

**Figura 34. Lista de precios para las tarifas eléctricas en media tensión**

Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad			
Pliego	Vigencia	Sector	Interconexion
CHICLAYO	4/Ene/2019	2	SEIN
<b>Empresa: Electronorte</b>			
MEDIA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
<b>TARIFA MT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.73
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	23.09
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	18.78
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	56.29
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	11.97
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	12.21
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.36
<b>TARIFA MT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.73
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	23.09
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	18.78
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	52.43
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	25.89
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	12.67
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	12.44
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.36
<b>TARIFA MT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.73
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	19.86
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	52.43
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	25.89
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	12.67
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	12.44
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.36

**Nota. Adaptado de (OSINERGMIN, 2023).**



**Figura 35. Lista de precios para cada cargo de la diferente tarifa eléctrica en baja tensión – Fecha: 04-01-2019**

BAJA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
<b>TARIFA BT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.73
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	25.03
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	20.36
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	56.49
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	53.59
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	35.75
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.36
<b>TARIFA BT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.73
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	25.03
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	20.36
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	47.64
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	31.21
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	52.64
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	46.75
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.36
<b>TARIFA BT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.73
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	21.53
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	47.64
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	31.21
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	52.64
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	46.75
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.36
<b>TARIFA BT5A:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E</b>		
	<b>a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.73
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	147.49
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	20.36
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	48.57
	<b>b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.73
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	174.55
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	20.36
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	48.57
<b>TARIFA BT5B:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.23
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	57.05
<b>TARIFA BT5B:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kWh		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.11
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	41.22
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.11
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	12.37
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	54.96
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.23
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	57.05
<b>TARIFA BT5D:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.23
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	45.62
<b>TARIFA BT5D:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kWh		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.11
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	32.96
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.11
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	9.89
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	43.95
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.23
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	45.62
<b>TARIFA BT5E:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.35
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	57.01
<b>TARIFA BT5E:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kWh		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.26
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	41.19
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.26
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	12.36
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	54.92
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.35
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	57.01
<b>TARIFA BT5C:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público</b>		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.37
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	55.15
<b>TARIFA BT6:</b>	<b>TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P</b>		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.23
	Cargo por Potencia	ctm. S./kW	20.66
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No Residencial	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.31
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	56.17
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kWh		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.23
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	40.58
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.23
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	12.17
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	54.11
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.31
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	56.17

**Nota. Adaptado de (OSINERGMIN, 2023).**

Para las operaciones realizadas se escogieron los datos energéticos del mes de octubre del 2019, debido a que guarda relación con el mes que se realizó la visita técnica a las instalaciones.

- Opción MT2:

1. Cargo fijo

$$S/. 6.75$$

2. Cargo por energía activa.

$$0.2556 \frac{S/}{kW \cdot h} \times 4359.8185 kW \cdot h = S/. 1114.37$$

3. Cargo por energía activa fuera de punta.

$$0.2081 \frac{S/}{kW \cdot h} \times 28736.4574 kW \cdot h = S/. 5980.06$$

4. Cargo por potencia activa de generación en horas punta.

$$57.68 \frac{S/}{kW - mes} \times 70.4 kW = S/. 4752.925$$

5. Cargo por potencia activa de distribución en horas punta.

$$12.1 \frac{S/}{kW - mes} \times \left( \frac{85.5636 + 77.4546}{2} \right) kW = S/. 986.26$$

6. Cargo por exceso de Potencia de distribución en horas fuera de punta.

$$12.34 \frac{S/}{kW - mes} \times \left[ \left( \frac{126.7273 + 107.5273}{2} \right) - \left( \frac{85.5636 + 77.4546}{2} \right) \right] kW = S/. 439.53$$

7. Cargo por energía reactiva.

$$10610.6192 kVAR \cdot h - 0.3 \times 33096.2759 kW \cdot h = 681.73643 kVAR \cdot h \text{ (Se factura)}$$

$$681.73643 kVAR \cdot h \times 4.38 \frac{S/}{kVAR \cdot h} = S/. 29.86$$

El costo total de la energía eléctrica requerida por la empresa san roque para una tarifa en media tensión MT2, sin incluir los cargos por IGTV, aporte por la ley N°28749, entre otros; es aproximadamente de S/.12671.49715.

- Opción MT3:

1. Cargo fijo.

$$S/. 6.75$$

2. Cargo por energía activa en horas punta

$$0.2556 \frac{S/}{kW.h} \times 4359.8185 kW.h = S/.1114.37$$

3. Cargo por energía activa en horas fuera de punta

$$0.2081 \frac{S/}{kW.h} \times 28736.4574 kW.h = S/.5980.06$$

Calificación tarifaria:

$$\frac{4359.8185}{102.3636 \times \#HPmes} =$$

Calculó de N° horas punta por el mes de enero (#HPmes):

Tiempo de consumo: del 01/10/2019 al 31/10/2019.

Número de días de facturación: 31 días.

Número de días domingos y feriados: 5 días.

Número de horas punta por día: 5 horas/día.

Número de horas punta por mes:  $(31 \text{ dias} - 5 \text{ dias}) \times 5 \text{ horas/dia}$

N° horas punta por el mes de enero (#HPmes): 130 horas.

Remplazando el valor obtenido:

$$\frac{4359.8185}{102.3636 \times \#HPmes} = \frac{4359.8185}{102.3636 \times 130} = 0.33$$

El valor resultante es menor a 0.5, por lo tanto, el usuario es calificado como cliente fuera de punta. Los 2 siguientes cargos son dependientes de dicho resultado.

4. Cargo por potencia activa de generación para usuarios presentes en fuera de punta.

$$26.52 \frac{S/}{kW - mes} \times 102.3636 kW = S/.2714.68$$

5. Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios presentes en fuera de punta.

$$12.57 \frac{S/}{kW - mes} \times \frac{126.7273 + 107.5273}{2} kW = S/.1472.29$$

6. Cargo por energía reactiva.

$$110610.6192 kVAR.h - 0.3 \times 33096.2759 kW.h \\ = 681.73643 kVAR.h \text{ (Se factura)}$$

$$681.73643 kVAR.h \times 4.38 \frac{S/}{kVAR.h} = S/.29.86$$

El costo total de la energía eléctrica requerida por la empresa San Roque para una tarifa en media tensión MT3, sin incluir los cargos por IGV, aporte por la ley N°28749, entre otros; es aproximadamente de S/.11318.00928.

- Opción MT4:

1. Cargo fijo:

$$S/. 6.75$$

2. Cargo por energía activa:

$$0.22 \frac{S/}{kW \cdot h} \times 40981.9859 kW \cdot h = S/.8139.0224$$

Conociendo la calificación tarifaria del usuario (San Roque) obtenida en los cálculos de la tarifa MT3, se desarrolló los posteriores cargos.

3. Cargo por potencia activa de generación para usuarios presentes en fuera de punta.

$$26.52 \frac{S/}{kW - mes} \times 102.3636 kW = S/.2714.68$$

4. Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios presentes en fuera de punta.

$$12.57 \frac{S/}{kW - mes} \times \frac{126.7273 + 107.5273}{2} kW = S/.1472.29$$

5. Cargo por energía reactiva.

$$11110610.6192 kVAR \cdot h - 0.3 \times 33096.2759 kW \cdot h \\ = 681.73643 kVAR \cdot h \text{ (Se factura)}$$

$$681.73643 kVAR \cdot h \times 4.38 \frac{S/}{kVAR \cdot h} = S/.29.86$$

El costo total de la energía eléctrica requerida por la empresa San Roque para una tarifa MT4, sin incluir los cargos por IGV, aporte por la ley N°28749, reposición y mantenimiento de la conexión, entre otros; es aproximadamente de S/.11504.76359

Obtenido los resultados de los cálculos se realizó la comparación de tarifas de medias tensión que correspondieron al consumo del usuario San Roque; sabiendo que dicho el consumidor pertenece a la opción tarifaria MT4, la cual el precio por gasto únicamente en energía eléctrica es de 11504.7636 soles y la tarifa que les generaría menor costos es la MT3 (S/.11318.01); el ahorro total al cambiar de tarifa sería 186.7536 soles; si bien el ahorro no es significativamente grande, se computaron los cálculos a nivel anual.

Se muestra en el siguiente apartado una tabla Excel en la cual se indican los precios de las tarifas de media tensión correspondientes al consumo del usuario mencionado para cada mes del año 2019 (incluido el mes de octubre calculado) y una comparación con el cual se permitió conocer el ahorro anual del consumidor solo cambiando de tarifa, aún sin incluir la gestión de demanda eléctrica.



**Figura 36. Resumen en tablas de los cálculos de precios para tarifas en media tensión correspondientes al consumo eléctricos de la Empresa San Roque**

COSTO DE CADA CARGO PARA CADA TARIFA ELECTRICA EN MEDIA TENSIÓN CORRESPONDIENTE AL CONSUMO ELÉCTRICO REALIZADO POR SAN ROQUE DURANTE EL AÑO 2019														
MT2_precios (SOLES)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre		
Cargo Fijo	6.73	6.73	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.75	6.75	10.40	10.40		
Cargo por energía activa en punta	1197.73	1267.64	1112.59	1218.09	1121.84	919.05	1399.22	984.10	874.97	1114.37	1278.22	1194.37		
Cargo por energía activa fuera de punta	6722.25	6926.61	6671.31	6306.04	6727.87	5496.12	6836.28	5419.95	4910.55	5980.06	6544.75	6678.32		
Cargo por potencia activa de generación en HP	4752.92	4911.34	4374.56	4798.64	3997.66	3877.85	4986.65	4369.99	3358.53	4060.67	4956.32	4689.83		
Cargo por potencia activa de distribución en HP	1002.22	1017.45	1007.25	1007.25	1024.25	1024.25	1031.04	1018.77	1024.69	986.26	1168.95	1168.95		
Cargo por exceso de potencia activa de distribución en HFP	454.66	525.44	522.70	522.70	531.78	538.71	531.78	518.86	482.71	439.53	315.90	412.56		
Cargo por energía reactiva	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	29.86	22.76	0.00		
MT3_precios (SOLES)														
Cargo Fijo	6.73	6.73	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.75	6.75	10.82	10.82		
Cargo por energía activa en punta	1197.73	1267.64	1112.59	1218.09	1121.84	919.05	1399.22	984.10	874.97	1114.37	1278.22	1194.37		
Cargo por energía activa fuera de punta	6722.25	6926.61	6671.31	6306.04	6727.87	5496.12	6836.28	5419.95	4910.55	5980.06	6544.75	6678.32		
Cargo por potencia activa de generación para usuarios	3270.61	3454.08	3350.06	3182.89	3367.14	2739.13	2881.73	2587.40	2495.90	2714.68	3423.42	3880.37		
Cargo por potencia activa de redes de distribución de usuarios	1504.79	1599.56	1585.75	1585.75	1612.80	1612.80	1612.80	1587.08	1556.12	1472.29	1573.32	1670.56		
Cargo por energía reactiva	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	29.86	22.76	0.00		
MT4_precios (SOLES)														
Cargo Fijo	6.73	6.73	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.75	6.75	10.82	10.82		
Cargo por energía activa	8139.02	8417.59	8014.27	7718.43	8071.19	6595.74	8424.84	6573.60	5941.44	7281.18	8006.39	8074.57		
Cargo por potencia activa de generación para usuarios	3270.61	3454.08	3350.06	3182.89	3367.14	2739.13	2881.73	2587.40	2495.90	2714.68	3423.42	3880.37		
Cargo por potencia activa de redes de distribución de usuarios	1504.79	1599.56	1585.75	1585.75	1612.80	1612.80	1612.80	1587.08	1556.12	1472.29	1573.32	1670.56		
Cargo por energía reactiva	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	29.86	22.76	0.00		
COSTO MENSUAL Y ANUAL DEL CONSUMO ELECTRICO DE SAN ROQUE PARA CADA TARIFA MT														
TARIFA ELECTRICA \ MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL	
COSTO TOTAL DE LA TARIFA MT2 (SOLES)	14136.51332	14655.21296	13695.11059	13859.41815	13410.1002	11862.68499	14791.67	12318.3708	10658.20216	12617.49715	14297.30538	14154.42807	160456.5118	
COSTO TOTAL DE LA TARIFA MT3 (SOLES)	12702.11909	13254.62625	12726.41289	12299.46878	12836.35896	10773.80002	12736.73352	10585.2271	9844.290906	11318.00928	12853.30022	13434.44491	145364.7919	
COSTO TOTAL DE LA TARIFA MT4 (SOLES)	12921.15462	13477.95762	12956.78154	12493.76826	13057.83976	10954.37354	12926.07472	10754.78361	10000.21624	11504.76359	13036.71399	13636.32363	147720.7511	
													<b>AHORRO</b>	<b>2780.031886</b>

Los resultados anuales muestran un ahorro de 2780.03 soles aproximadamente, expuesto en figura 36, solo con el hecho de convertir la tarifa de contrato MT4 a MT3, puesto como se apreció la tarifa MT2 tiene un costo más elevado. Dicho valor de ahorro resultante es correspondiente únicamente al consumo de energía, si a los cargos de tarifa se les agregaría el IGV, alumbrado público, aporte de ley Nro. 28749, el importe final de ahorro aumentaría significativamente.

**3.1.2.3 Análisis de carga interrumpible.** Se conoce que por decisión del usuario San Roque, la opción de reducir su demanda eléctrica minimizando su producción no es factible, además, que por secreto industrial la información del proceso y producción no fue otorgada al desarrollador de la presente tesis. Por lo tanto, esta sección de la metodología no es aplicable para el usuario analizado.

**3.1.2.4 Reducción de la máxima demanda eléctrica.** Conocidos los procesos de la fábrica, los históricos de consumo, entre otros datos importantes de la empresa y, además, aplicadas las secciones anteriores a la reducción de la demanda eléctrica, las cuales generan un mayor efecto de la gestión de demanda sobre la facturación eléctrica, se procedió en esta sección a realizar la adecuada organización de los equipos eléctricos de la fábrica “San Roque” con el fin de lograr lo mencionado.

Se calificó al usuario “San Roque” como empresa con compleja modificación de carga, dentro de la sección de reducción de la máxima demanda eléctrica de la metodología establecida, debido a lo siguiente:

- Proceso de la leche dependiente del proceso de agua, dicho proceso solo puede ocurrir en la mañana debido a que las cisternas de leche llegan a las primeras horas del día.
- El proceso del manjar que se lleva dentro de la fábrica es ligeramente dependiente del proceso de la leche, ya que el resultado del proceso de la leche es llevado directamente al proceso mencionado, por lo tanto, el horario de funcionamiento de las maquinarias del proceso de la leche no puede estar separadas por una gran cantidad de horas del proceso que se lleva dentro de la fábrica.
- Recortar las horas de funcionamiento de las maquinarias afectaría directamente al nivel de producción de la empresa, por lo tanto, como se expresó en el apartado anterior, prescindir de horas de trabajo de una maquinaria no sería una opción. Los consumos de energía total por la fábrica no variarán por lo mencionado.

Para la modificación de cargas según la metodológica se estableció una carga máxima base la cual es una suma de demandas eléctricas de las maquinarias que no pueden ser cambiadas en su itinerario de consumo por los motivos expuestos anteriormente. Las maquinarias que no podrían modificar sus horarios de consumo serían las siguientes:

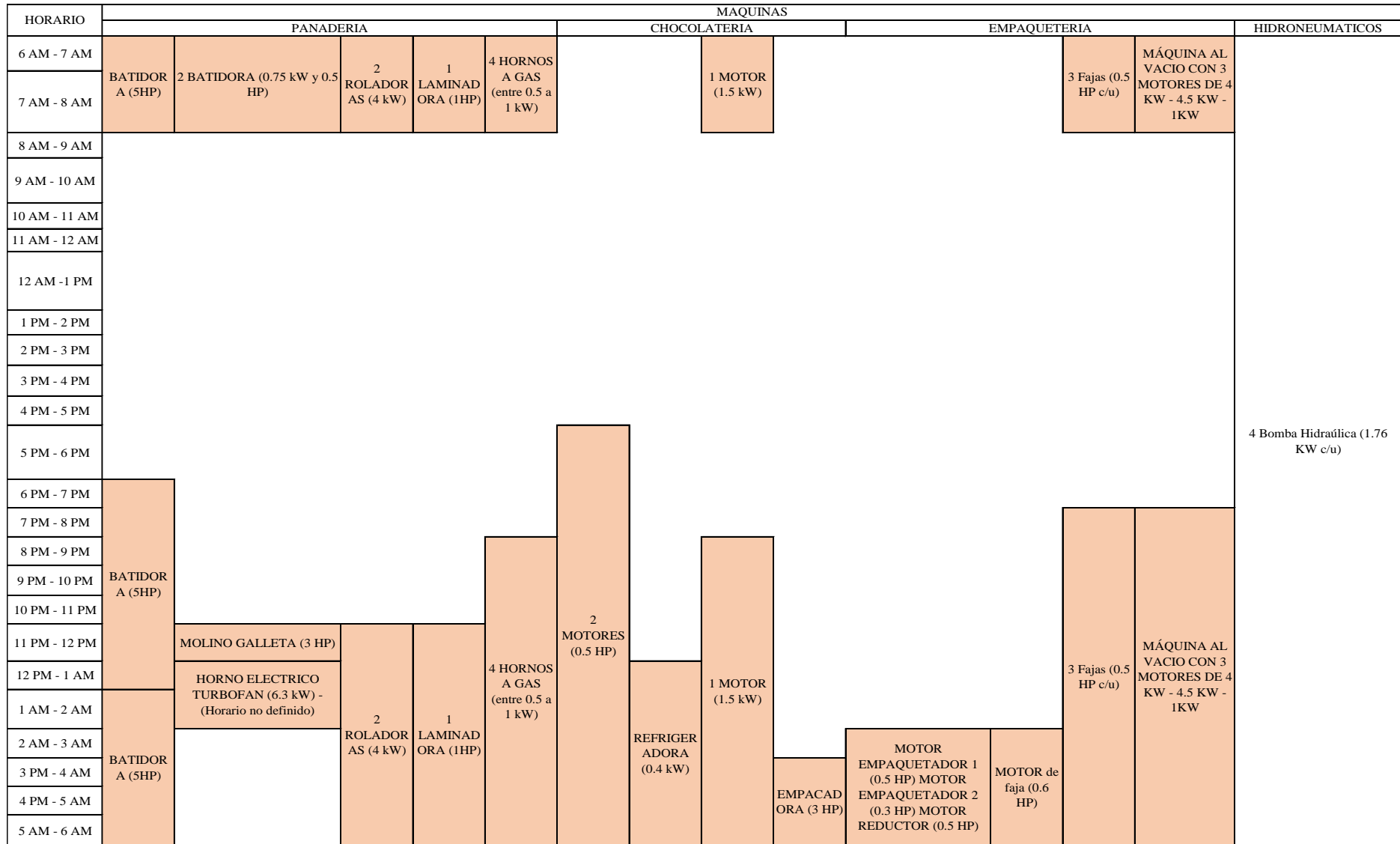
- Caldera
- Bomba hidráulica 1
- Bomba hidráulica 2
- Compresor 1
- 3 refrigeradoras
- 3 batidoras
- Batidor de leche
- Mezcladora
- Pailas 1,2,3 y 4
- Agitador de camote
- 2 congeladoras
- 4 bombas hidráulicas del área de hidroneumáticos

Los cuales suman una demanda máxima base de 65.925 kW, por lo tanto, la distribución de las cargas presentes en la fábrica no debe superar dicha demanda. Se observa en las figuras 37 y 38 la opción de distribución que se optó, donde se buscó reducir la máxima demanda diaria tanto en horas punta como fuera de ellas, en resultado, beneficiará a reducir los costos de facturación eléctrica, objetivo de la metodología presente.

**Figura 37. Grafico del itinerario diario del funcionamiento de las maquinarias de la fábrica de San Roque modificado (Parte 1).**

HORARIO	MAQUINARIAS																								
	PROCESO DEL AGUA			PROCESO DE LECHE		PROCESO DEL MANJAR Y OTROS																			
6 AM - 7 AM	CALDERA (1.5 kW) - Funciona con una Bomba Hidráulica 1 (1HP)	Bomba Hidráulica 2 (7.5 HP) y Ventilador-MOTOR (5 HP)	COMPRESOR (5HP)	3 REFRIGERADORAS (3HP c/u)	Extractor de leche, Bomba Hidráulica (1 HP)		BATIDOR de leche (motor 3 HP)																		
7 AM - 8 AM																									
8 AM - 9 AM																									
9 AM - 10 AM										Repartidor de leche, Bomba Hidráulica (2HP)															
10 AM - 11 AM																									
11 AM - 12 AM												BATIDOR de leche (motor 3 HP)													
12 AM - 1 PM																									
1 PM - 2 PM																									
2 PM - 3 PM																									
3 PM - 4 PM																									
4 PM - 5 PM																									
5 PM - 6 PM										Extractor de leche, Bomba Hidráulica (1 HP)	Bomba Hidráulica para limpiar tanques (3.5 kW) - 1 vez a la semana														
6 PM - 7 PM																									
7 PM - 8 PM																									
8 PM - 9 PM																									
9 PM - 10 PM																									
10 PM - 11 PM																									
11 PM - 12 PM																									
12 PM - 1 AM																									
1 AM - 2 AM																									
2 AM - 3 AM																									
3 PM - 4 AM																									
4 PM - 5 AM																									
5 AM - 6 AM																									
																					2 CONGELADORAS (3 HP)				

**Figura 38. Grafico del itinerario diario del funcionamiento de las maquinarias de la fábrica de San Roque modificado (Parte 2).**



Se observan las cargas modificadas, para no superar la demanda máxima establecida, la cuales están marcadas en las tablas 11 y 12. Se realizaron las siguientes variaciones:

- Se estableció un nuevo horario nocturno para los procesos de panadería, chocolatería y empaquetaría, el cual abarca las horas de 5:00 p.m. a 8:00 a.m., este nuevo itinerario permite tener a los 3 procesos trabajando juntos sin estar separados por grandes lapsos de tiempo.
- Se modificaron 2 de los 3 turnos diarios del batidor de leche, el primero entre las 10:00 a.m. a 12:00 a.m. y el segundo 2:00 p.m. a 4:00 p.m.
- El horario de funcionamiento del mezclador de agua y azúcar, junto a las pailas 1,2,3 y 4, agitador de camote y la bomba hidráulica encargada de limpiar las pailas fueron modificadas de tal manera que trabajen una hora antes de su inicio de funcionamiento habitual (itinerario de funcionamiento sin modificación)
- Para las maquinarias del proceso de panadería se instauró un nuevo horario, donde los 2 turnos de la batidora estén juntos, el primero entre las 6:00 p.m. a 1:00 a.m. y el segundo entre la 1:00 a.m. a 8:00 a.m.; seguido del molino de galleta y el horno eléctrico TURBOFAN, el primero trabajando entre las 11:00 p.m. a 12:00 p.m. y posteriormente el horno de 12:00 p.m. a 2:00 a.m.; para las 2 roladoras y laminadoras se estableció un único horario de 11:00 p.m. a 8:00 a.m., finalmente para los hornos a gas se definió como único horario de 8:00 p.m. a 8:00 a.m.
- De igual manera para las maquinarias del proceso de chocolatería se modificó el horario de consumo de los 2 motores eléctricos, consumiendo entre las 5:00 p.m. a 6:00 a.m.; seguidamente la refrigeradora presente consumiría entre los horarios de 12:00 a.m. a 6:00 a.m.; para la máquina empaquetadora se modificó su consumo de 3:00 a.m. a 6:00 a.m.; finalmente para el motor de una de las maquinarias presentes en el área de chocolatería se modificó el horario de 8:00 p.m. a 8:00 a.m.
- En el proceso de empaquetaría se modificó el horario de funcionamiento de los 2 motores empaquetadores y el motor de faja a 2:00 a.m. a 6:00 a.m., de igual manera con la máquina al vacío y las 3 fajas a un horario de 7:00 p.m. a 6:00 a.m.

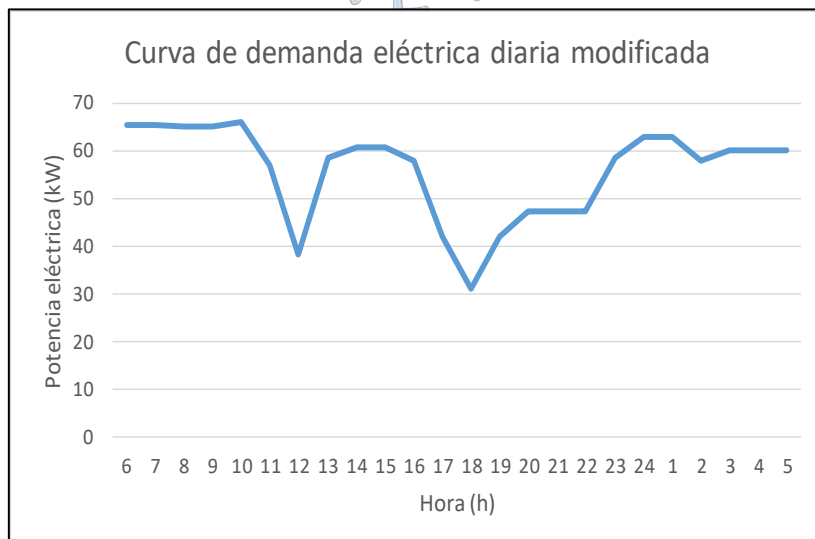
Dichas modificaciones no representan un desbalance en la producción de la fábrica, ya que se respeta los motivos por los que se calificó a la industria San Roque como una empresa de compleja modificación de cargas.

Expuestas las modificaciones realizadas al itinerario diario de trabajo de las máquinas en la fábrica "San Roque" se graficó de la nueva curva de demanda eléctrica diaria:

**Tabla 6. Valores de la demanda eléctrica diaria por horas en la fábrica San Roque posteriores a la gestión de demanda**

HORARIO	Demanda por hora del día (HP)	Demanda eléctrica por hora del día (kW)
6 AM - 7 AM	87.4	65.550
7 AM - 8 AM	87.4	65.550
8 AM - 9 AM	86.9	65.175
9 AM - 10 AM	86.9	65.175
10 AM - 11 AM	87.9	65.925
11 AM - 12 AM	75.9	56.925
12 AM - 1 PM	50.9	38.175
1 PM - 2 PM	77.9	58.425
2 PM - 3 PM	80.9	60.675
3 PM - 4 PM	80.9	60.675
4 PM - 5 PM	77.1	57.825
5 PM - 6 PM	56.1	42.075
6 PM - 7 PM	41.4	31.050
7 PM - 8 PM	55.9	41.925
8 PM - 9 PM	62.9	47.175
9 PM - 10 PM	62.9	47.175
10 PM - 11PM	62.9	47.175
11PM - 12 PM	77.9	58.425
12 PM - 1AM	83.8	62.850
1AM - 2 AM	83.8	62.850
2 AM - 3 AM	77.3	57.975
3 AM - 4 AM	80.3	60.225
4 AM - 5 AM	80.3	60.225
5 AM - 6 AM	80.3	60.225

**Figura 39. Curva de demanda eléctrica diaria modificada de la fábrica San Roque**



Se aproximó los valores de demanda máxima modificados a unos más reales (recibos eléctricos). Se suma la demanda máxima modificada con la de las oficinas administrativas, obteniendo el siguiente resultado:

Demanda máxima (itinerario modificado): 65.92 kW en HFP y 47.17 kW en HP

Demanda por oficinas administrativas: 7.26 kW en HFP y 8.225 kW en HP

Demanda máxima modificada real: 73.18 kW en HFP y 55.39 kW en HP

Para conocer los efectos directos que tiene la reducción de la demanda máxima en la facturación se realizaron los siguientes cálculos, en la tarifa adecuada para los cargos que únicamente involucran a la demanda máxima:

- La máxima demanda del itinerario de funcionamiento modificado y aproximado a un valor real es: 73.18 kW.
- La máxima demanda en los recibos eléctricos del mes de octubre del 2019 es: 102.36 kW.
- El porcentaje de reducción de demanda es:

$$\text{ahorro} = \frac{(102.36 - 73.18) \times 100}{102.36} \%$$

$$\text{ahorro} = 28.51 \%$$

El 28.51%, es una aproximación esperada del ahorro de demanda máxima eléctrica para todos los meses de funcionamiento de la empresa, por lo tanto, se estima que el ahorro en soles por facturación aumente, ya que los cargos por potencia de generación y por uso de las redes de distribución tienen dependencia directa de la demanda máxima tanto para la tarifa MT3 (la cual es la más adecuada para el usuario "San Roque"), como la tarifa MT4. Se muestra en el siguiente apartado la reducción directa de facturación en los cargos mencionados de la tarifa MT3.

- Cargo por potencia activa de generación para usuarios presentes en fuera de punta.

$$\text{Precio} \frac{S/}{kW - \text{mes}} \times (\text{demandamaxHP1} \times 28.51\%) = S/. \text{costo} \times 0.2851$$

- Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios presentes en fuera de punta.

$$\text{Precio} \frac{S/}{kW - \text{mes}} \times \frac{(\text{demandamaxHP1} \times 28.51\% + \text{demandamaxHP2} \times 28.51\%)}{2} kW$$

$$= S/. \text{costo} \times 0.2851$$

Se puede observar en la figura 40 la comparativa de la tarifa MT4 actual y sin modificación de máxima demanda, junto con la correcta tarifa MT3 que debería usar el usuario "San Roque" a la par de su gestión de demanda máxima correspondiente. Aplicando teóricamente las modificaciones sustentadas en esta sección de la presente tesis, la empresa obtuvo una gran reducción de los costos por facturación, se logró un ahorro de 18413.09 soles anuales.



**Figura 40. Resumen comparativo de costos para tarifa en media tensión MT3 con su respectiva gestión de demanda y la tarifa MT4 a la que pertenecen actualmente.**

COSTO DE CADA CARGO PARA CADA TARIFA ELECTRICA EN MEDIA TENSIÓN MT3 CORRESPONDIENTE AL CONSUMO ELÉCTRICO REALIZADO POR SAN ROQUE DURANTE EL AÑO 2019														
MT3_precios CON GESTIÓN DE DEMANDA (SOLES)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre		
Cargo Fijo	6.73	6.73	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.75	6.75	10.82	10.82		
Cargo por energía activa en punta	1197.73	1267.64	1112.59	1218.09	1121.84	919.05	1399.22	984.10	874.97	1114.37	1278.22	1194.37		
Cargo por energía activa fuera de punta	6722.25	6926.61	6671.31	6306.04	6727.87	5496.12	6836.28	5419.95	4910.55	5980.06	6544.75	6678.32		
Cargo por potencia activa de generación para usuarios (Ahorro 28.51%)	2338.16	2469.32	2394.96	2275.45	2407.17	1958.20	2060.15	1849.73	1784.32	1940.73	2447.41	2774.07		
Cargo por potencia activa de redes de distribución de usuarios (Ahorro 28.51%)	1075.77	1143.52	1133.65	1133.65	1152.99	1152.99	1152.99	1134.60	1112.47	1052.54	1124.77	1194.29		
Cargo por energía reactiva	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	29.86	22.76	0.00		
MT4_precios (SOLES)														
Cargo Fijo	6.73	6.73	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.75	6.75	10.82	10.82		
Cargo por energía activa	8139.02	8417.59	8014.27	7718.43	8071.19	6595.74	8424.84	6573.60	5941.44	7281.18	8006.39	8074.57		
Cargo por potencia activa de generación para usuarios	3270.61	3454.08	3350.06	3182.89	3367.14	2739.13	2881.73	2587.40	2495.90	2714.68	3423.42	3880.37		
Cargo por potencia activa de redes de distribución de usuarios	1504.79	1599.56	1585.75	1585.75	1612.80	1612.80	1612.80	1587.08	1556.12	1472.29	1573.32	1670.56		
Cargo por energía reactiva	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	29.86	22.76	0.00		
COSTO MENSUAL Y ANUAL DEL CONSUMO ELECTRICO DE SAN ROQUE PARA LA TARIFA MT3 CON GESTIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA Y LA TARIFA MT4 A LA QUE PERTENECE EL USUARIO														
TARIFA ELECTRICA \ MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL	
COSTO TOTAL DE LA TARIFA MT3 MODIFICADO (SOLES)	11340.65	11813.83	11319.21	10939.93	11416.58	9533.07	11455.34	9395.08	8689.06	10124.30	11428.73	11851.87	129307.66	
COSTO TOTAL DE LA TARIFA MT4 (SOLES)	12921.1546	13477.9576	12956.7815	12493.7683	13057.8398	10954.3735	12926.0747	10754.7836	10000.2162	11504.7636	13036.714	13636.3236	147720.75	
													<b>AHORRO</b>	<b>18413.09</b>

### **3.1.3 Resumen de resultados obtenidos**

Desarrollado completamente la metodología establecida en el usuario "San Roque" se pudo observar lo siguiente:

- Con los cálculos realizados en el presente trabajo, se corroboró cual de todas las opciones tarifarias actuales en el Perú, le es de mayor conveniencia al usuario "San Roque", se observó que la gran mayoría de maquinarias presentes en la fábrica laboran en horario fuera de punta, sin embargo, el cliente analizado ha optado por utilizar la opción tarifaria MT4, la cual cobra la energía utilizada de manera igualitaria tanto en horario fuera de punta como dentro de ella, por lo tanto, solo cambiando la tarifa eléctrica a MT3 y sin reducción de requerimiento de potencia se ahorra anualmente 2780 soles.
- El itinerario realizado junto con la gestión de demanda no solo permite reducir el requerimiento de máxima potencia mensual, sino además un mayor orden en los procesos de la empresa, puesto que establecerlos de manera continua, sin variar a lo largo del día, permite tener un mayor control sobre ellos y que los trabajadores de la fábrica no tengan la necesidad de prolongar sus horas de trabajo.
- La gestión de demanda eléctrica establecida permitió no solo reducir el requerimiento de potencia en horas fuera de punta en un 28.51%, sino a su vez en horarios en punta en un 21.32%; no solo dio beneficios al usuario, reduciendo sus costos de facturación, a su vez favoreció, ya sea en una pequeña cantidad al ente distribuidor ("ELECTRO NORTE" no solo brinda energía a "San Roque" sino también a un gran número de empresas en la región de Lambayeque), debido a que un efecto directo sobre la demanda de energía de la empresa distribuidora de energía.
- Aplicado todo el procedimiento de la metodología establecida se obtuvo como respuesta, un ahorro de hasta aproximadamente 18413 soles anuales en consumo de energía eléctrica, ya que, utilizando la correcta opción tarifaria, la cual esta derivada del tiempo de utilización que se le da a la energía dentro de la fábrica y a la correcta gestión de demanda, con un nuevo itinerario de funcionamiento de las maquinarias, se obtuvo dicha respuesta.

## Conclusiones

La metodología de gestión de demanda eléctrica establecida en el presente trabajo, contó con la reducción tanto de la demanda de potencia como de energía, lo que hizo que cumpliera con disminuir los costos de facturación de un usuario regulado, lo cual es demostrado con la empresa industrial "San Roque", con el que se produjo un ahorro aproximado de S/. 20000 anuales, por lo tanto, se define que la metódica de reducción de demanda eléctrica realizada puede ser aplicable tanto para usuarios de tipo industrial como residencial, obteniendo resultados favorables.

La gestión de demanda eléctrica no solo trae beneficios directo al usuario que lo aplique, sino a su vez, a las empresas distribuidora y generadoras de energía que abarcan la zona donde se encuentra el cliente, ya que al reducir los picos de demanda de potencia en grandes cantidades de usuarios, se mejora la estabilidad y confiabilidad de la red de distribución, evitando así sobrecargar las líneas de distribución; por el lado de la empresa generadora, se evita que los generadores eléctricos se sobre exijan produciendo energía eléctrica, así mismo, elude la necesidad de solicitar que otra empresa generadora entre en funcionamiento en paralelo, con el fin de cubrir las necesidades de demanda de potencia, esta acción aumenta el precio de la energía eléctrica.

La eficacia de la metodología establecida sobre la facturación eléctrica de usuario estudiado, es dependiente de la cantidad de información que pueda ser recolectada por el analista, puesto que sin el conocimiento de las cargas presentes, el itinerario del funcionamiento de los equipos, el proceso y niveles de producción (caso industrial), es dificultoso establecer una gestión de demanda adecuada al cliente analizado, por lo tanto, es importante no solo realizar visitas técnicas a las instalaciones del cliente, o solicitar los recibos eléctricos de los mismos, sino además instalar aparatos de medición eléctricos, como los contadores inteligentes, los cuales puedan medir la curva de demanda de potencia y energía diaria, con el fin de recolectar información más precisa del cliente analizado y así aumentar en gran medida la efectividad de la metodología presentada sobre los pagos eléctricos que realiza el usuario por su consumo.

Los usuarios eléctricos que deseen realizar o acogerse a un plan, programa o metodología de gestión de demanda eléctrica con el fin de reducir sus consumos, deben contar con altas capacidades de aceptación a las modificaciones realizadas por los mismo

programas, puesto que en muchos planes de gestión se modifican los hábitos de consumo del usuario o se sugiere la eliminación de cargas o equipos innecesarios presentes en las instalaciones del cliente, ello afecta en la forma de vivir del usuario eléctrico o en los niveles de producción (en el caso industrial).

Uno de los cargos presentes en la tarifa MT3, la cual es la opción ideal para el usuario "San Roque", condiciona que el consumo de energía reactiva no supere el 30% de la energía activa total consumida mensualmente, por lo tanto, para cumplir dicha condicionante es necesario realizar un estudio profundo, en la mayoría de los casos es la utilización de un banco de condensadores adecuado, para minimizar dicho gasto, el cual no es realizado en la presente puesto que sale de los márgenes de los objetivos del trabajo realizado. Dicho análisis de reducción de energía reactiva generaría en el usuario "San Roque" un ahorro aproximado anual de 52.36 soles.



## Referencias bibliográficas

- Alexander, C. K. (2006). *Fundamento de circuitos electricos*. (A. V. Bermúdez, Trad.) México: INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V. Obtenido de <https://steltda.files.wordpress.com/2014/03/fundamentos-de-circuitos-elc3a9ctricos-3edi-sadiku.pdf>
- Alfredo Dammert Lira, F. M. (2011). *Fundamentos Técnicos y económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima, Perú: OSINERGMIN. Obtenido de [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Libro\\_Fundamentos\\_Tecnicos\\_Economicos\\_Sector\\_Electrico\\_Peruano.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf)
- Alvarado, F. B. (2007). *Metodología para el cálculo de factores de simultaneidad y demanda*. TESIS, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Lima. Recuperado el 22 de abril de 2022, de [https://cybertesis.unmsm.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12672/2126/Robles\\_af.pdf?sequence=1&isAllowed=y#:~:text=Los%20factores%20de%20simultaneidad%20y%20demanda%2C%20igualmente%20contribuyen%20a%20definir,tanto%20inciden%20en%20las%20inversiones.](https://cybertesis.unmsm.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12672/2126/Robles_af.pdf?sequence=1&isAllowed=y#:~:text=Los%20factores%20de%20simultaneidad%20y%20demanda%2C%20igualmente%20contribuyen%20a%20definir,tanto%20inciden%20en%20las%20inversiones.)
- D., I. L. (1993). *Máquinas eléctricas y transformadores*. New York: Linda Zuk, Wordcrafters Editorial Services, Inc.
- Davel Borges Vasconcellos, I. P. (2012). Modelación de los efectos de la compensación de potencia reactiva en sistemas de suministro eléctrico. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 160-169. Obtenido de <https://scielo.conicyt.cl/pdf/ingeniare/v20n2/art03.pdf>
- El Peruano. (28 de Octubre de 2021). Modifican los artículos 5, 6, 7.1 y 25 de la norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobada mediante la Res. N° 206-2013-OS/CD. *EL PERUANO*, pág. 1. Obtenido de <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/modifican-los-articulos-5-6-71-y-25-de-la-norma-opciones-resolucion-n-230-2021-oscd-2006559-1/>
- F. García Martínez, D. T. (Julio de 2013). Gestión de la demanda eléctrica. *Anales de Mecánica y Electricidad*, XC, 26 - 32. Obtenido de

[https://www.iit.comillas.edu/publicacion/revista/es/752/Gesti%3bn\\_de\\_la\\_demanda\\_el%3a9ctrica](https://www.iit.comillas.edu/publicacion/revista/es/752/Gesti%3bn_de_la_demanda_el%3a9ctrica)

Gerencia, I. -I. (2019). *INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERIORES DEL REGLAMENTO NACIONAL DE EDIFICACIONES*. Instituto de la Construcción y. Lima: El Peruano. Obtenido de <https://www.construccion.org/normas/rne2012/rne2006.htm>

Gonzales Sua, G. E., Ordonez Plata, G., Barrero Perez, J. G., & Duarte Gualdron, C. A. (2009). Medición de las Magnitudes de Potencia y Energía Eléctrica Bajo las Nuevas Condiciones de los Sistemas Eléctricos. *REVISTAS UIS INGENIERÍAS*, 9-19. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/5537/553756880002.pdf>

Hernández, H. T. (DICIEMBRE de 2008). Mapeo curvas típicas demanda de energía eléctrica del sector residencial, comercial e industrial de la ciudad de Medellín, usando redes neuronales artificiales y algoritmos de interpolación. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, 110-118. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/430/43004612.pdf>

Instituto Catalán de Energía. (23 de Febrero de 2021). *gencat*. Obtenido de ¿Qué es la electricidad?: [http://icaen.gencat.cat/es/energia/formes/electricitat/que\\_es/](http://icaen.gencat.cat/es/energia/formes/electricitat/que_es/)

Instituto peruano de energía nuclear. (s.f.). *IPEN*. Obtenido de Centro Nuclear RACSO: <https://www.ipen.gob.pe/index.php/ipen/infraestructura/centro-nuclear-racso>

Juan Sebastian Gómez, S. X. (Diciembre de 2015). Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque sistémico. *Energetica*, 73-83. Obtenido de file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/45322-Texto%20del%20art%C3%ADculo-283687-2-10-20160307%20(1).pdf

Méndez Santos, P. A. (2013). *Gestión de la demanda de energía eléctrica en la Empresa Cartopel de Cuenca*. Cuenca: Universidad de Cuenca. Obtenido de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/453>

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. (2001). *ATLAS MINERIA Y ENERGÍA EN EL PERÚ*. LIMA: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Obtenido de [http://www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=10&idPublicacion=32](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=10&idPublicacion=32)

Ministerio de Energía y Minas. (2011). *Guía de orientación para la sección de la tarifa eléctrica a usuarios finales en baja tensión*. Lima: Ministerio de Energía y Minas. Obtenido de <http://www.minem.gob.pe/archivos/prepublicacion-z4wn17w0x26z77784cz.PDF>

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. (2021). *Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional*. Informativo, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, Dirección general de electricidad , Lima. Obtenido de

<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/1%20Cifras%20preliminares%20del%20Sector%20Electrico%20-%20Enero%202021-Rev2.pdf>

- Miranda, R. S. (2014). *Aplicación desarrollada en MATLAB para selección de tarifa eléctrica de empresas de la región de Piura*. Universidad de Piura, Ingeniería. Piura: Universidad de Piura. Obtenido de [https://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/11042/2729/IME\\_180.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/11042/2729/IME_180.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Organismo Superior de la inversión de Energía y Minería. (2017). *Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación*. Lima: División de supervisión de Electricidad. Obtenido de [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion-julio-2017.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion-julio-2017.pdf)
- OSINERG. (2005). *Norma "Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final"*. División de distribución eléctrica. Lima: OSINERGMIN.
- OSINERGMIN. (14 de Octubre de 1997). *RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS No. 024-97 P/CTE*. Lima, Lima, Perú. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/RE024-1997.pdf>
- OSINERGMIN. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. (G. d. Arturo Leonardo Vásquez Cordano, Ed.) *Osinergmin*, 178. Obtenido de [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf)
- OSINERGMIN. (05 de Marzo de 2023). *Pliegos tarifarios aplicables al cliente final*. Obtenido de Pliegos tarifarios aplicables al cliente final: <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/electricidad/pliegos-tarifarios-cliente-final>
- Pereyra, M. R. (24 de JULIO de 2019). *DEMANDA ELÉCTRICA EN EL PERÚ*. *HORIZONTE MINERO (Revista internacional de minería y energía)*, 1. Obtenido de <https://www.horizonteminero.com/demanda-electrica-en-el-peru/>
- Planelles, C., & Delgado, M. (14 de Noviembre de 2017). *El mundo consumirá un 30% más de energía en 2040 y se aleja de cumplir el Acuerdo de París*. *El País*. Recuperado el 2023 de 04 de 21, de [https://elpais.com/economia/2017/11/14/actualidad/1510661591\\_352717.html](https://elpais.com/economia/2017/11/14/actualidad/1510661591_352717.html)
- Quishpe, A. P. (2021). *Estimación de la curva de demanda a corto plazo en función de una onda madre*. Universidad Politécnica Salesiana, Ingeniería eléctrica. Quito:

Universidad Politécnica Salesiana. Obtenido de

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19747/1/UPS%20-%20TTS237.pdf>

- Ramirez, A. M. (2013). *MÉTODOS UTILIZADOS PARA EL PRONÓSTICO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*. Tesis, UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA, FACULTAD DE INGENIERÍAS: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN, Colombia. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/71397537.pdf>
- SANTOS, A. G. (2018). *ESTUDIO DE LA TRANSMISION DE ALTA POTENCIA ALTERNA VS CONTINUA*. Trabajo de Fin de grado, Universidad de Coruña, Ingeniería, Coruña. Recuperado el 2021 de Febrero de 24, de [https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/21194/Gonz%c3%a1lezSantos\\_Alajandro\\_TFG\\_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/21194/Gonz%c3%a1lezSantos_Alajandro_TFG_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y)
- Santos, M. (31 de 01 de 2014). Análisis de Factibilidad para la Implementación de la Gestión de la Demanda del Sector Industrial. *Energía*, 67-82. Obtenido de <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/issue/view/5>
- Tecnalia, L. (2007). *Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica*. Madrid, España: Comunidad de Madrid. Obtenido de <file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/BVCM005741.pdf>
- Wildi, T. (2006). *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*. (P. G. Rosas, Ed.) Quebec, Canadá: PEARSON Educación. Recuperado el 2021 de Febrero de 25, de [https://books.google.com.pe/books?hl=es&lr=&id=ehxKXip1j6EC&oi=fnd&pg=PR23&dq=potencia+electronica&ots=5VdkmcmdLf&sig=4zM4dWEa-Qb95tXHTIC5jkKImD0&redir\\_esc=y#v=onepage&q=potencia%20electronica&f=false](https://books.google.com.pe/books?hl=es&lr=&id=ehxKXip1j6EC&oi=fnd&pg=PR23&dq=potencia+electronica&ots=5VdkmcmdLf&sig=4zM4dWEa-Qb95tXHTIC5jkKImD0&redir_esc=y#v=onepage&q=potencia%20electronica&f=false)
- ZHUMI, L. G. (2012). *DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO YANTSA ii ETSARI*. UNIVERSIDAD DE CUENCA. Cuenca: FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA. Recuperado el 11 de Noviembre de 2022, de <https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/689/1/te321.pdf>

**Anexos**





## Anexo A. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de enero del año 2019.

<b>Recibo N° 258-88981268</b> Lambayeque/Lambayeque Recibo por Consumo del 01/01/2019 al 31/01/2019		 <small>EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD DEL NORTE S.A.          San Martín N° 200 - Chiclayo          R.U.C. 20103117560</small>																																																																																																													
Cliente: <b>SAN ROQUE S.A.</b> R.U.C.: <b>20103342091</b> Dirección: <b>Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE - Lambayeque,</b> Referencia: Ruta: <b>1324-10222-1060</b>	<b>Enero-2019</b> <b>CÓDIGO 26438621</b>																																																																																																														
Tarifa: <b>MT4</b> Medición: <b>Media Tension</b> Tensión y SED: <b>10 kV / E-202893</b> Sist. Eléctrico: <b>S201 Chiclayo (ST2)</b> Tipo Suministro: <b>Trifásica-Aérea(C5.2)</b>	Serie Medidor: <b>000000013443629 - Electrón.</b> N° Hilos Medidor: <b>3</b> Modalidad: <b>Potencia Variable</b> Inicio Contrato: <b>12/09/2011</b> Término Contrato: <b>11/09/2019</b>	<table border="1"> <tr> <th>Promedio Máxima Demanda</th> <th>Potencia Contratada</th> </tr> <tr> <td align="center">120.9637</td> <td align="center">180.0000</td> </tr> </table>	Promedio Máxima Demanda	Potencia Contratada	120.9637	180.0000																																																																																																									
Promedio Máxima Demanda	Potencia Contratada																																																																																																														
120.9637	180.0000																																																																																																														
<table border="1"> <tr> <th>Calificación</th> <th>Fuera de Punta</th> <th>Horas Punta</th> <th>130</th> </tr> </table>		Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta	130																																																																																																										
Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta	130																																																																																																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Magnitud Leída</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Diferencia</th> <th>Demanda</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía Activa Total (kWh)</td> <td>12,991.0781</td> <td>13,216.4790</td> <td>225.4009</td> <td>40,981.9859</td> </tr> <tr> <td>Energía Activa Hora Punta (kWh)</td> <td>2,185.9131</td> <td>2,214.4429</td> <td>28.5298</td> <td>5,187.2369</td> </tr> <tr> <td>Energía Activa Fuera Punta (kWh)</td> <td>10,805.1650</td> <td>11,002.0361</td> <td>196.8711</td> <td>35,794.7490</td> </tr> <tr> <td>Energía Reactiva (kVArh)</td> <td>7,853.8452</td> <td>7,915.6846</td> <td>61.8394</td> <td>11,243.5284</td> </tr> <tr> <td>Potencia Hora Punta (kW)</td> <td>0.3162</td> <td>0.4644</td> <td>0.4644</td> <td>84.4364</td> </tr> <tr> <td>Potencia Fuera Punta (kW)</td> <td>0.6358</td> <td>0.6948</td> <td>0.6948</td> <td>126.3273</td> </tr> <tr> <td><b>Factor Calificación : 0.3159</b></td> <td><b>Fac.Medic. 181.8182</b></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Energía Activa Total (kWh)	12,991.0781	13,216.4790	225.4009	40,981.9859	Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,185.9131	2,214.4429	28.5298	5,187.2369	Energía Activa Fuera Punta (kWh)	10,805.1650	11,002.0361	196.8711	35,794.7490	Energía Reactiva (kVArh)	7,853.8452	7,915.6846	61.8394	11,243.5284	Potencia Hora Punta (kW)	0.3162	0.4644	0.4644	84.4364	Potencia Fuera Punta (kW)	0.6358	0.6948	0.6948	126.3273	<b>Factor Calificación : 0.3159</b>	<b>Fac.Medic. 181.8182</b>				<table border="1"> <thead> <tr> <th>Concepto</th> <th>Consumo</th> <th>Precio Unitario</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cargo Fijo</td> <td></td> <td>6.7300</td> <td>6.73</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Reparación y Mantenimiento de la Conexión</td> <td></td> <td></td> <td>15.98</td> </tr> <tr> <td>Energía Activa</td> <td>40981.9859</td> <td>0.1986</td> <td>8139.02</td> </tr> <tr> <td>Pot. Uso Redes Distrib. FP</td> <td>120.9637</td> <td>12.4400</td> <td>1504.79</td> </tr> <tr> <td>Pot. Activa Generación FP</td> <td>126.3273</td> <td>25.8800</td> <td>3269.35</td> </tr> <tr> <td>Alumbrado Público (Alicuota : S/ 0.3923)</td> <td></td> <td></td> <td>588.45</td> </tr> <tr> <td>Interés compensatorio regularización</td> <td>1.0000</td> <td>-0.0400</td> <td>-0.04</td> </tr> <tr> <td>SUB TOTAL</td> <td></td> <td></td> <td>13524.28</td> </tr> <tr> <td>Imp. Gral. a las Ventas</td> <td></td> <td></td> <td>2434.37</td> </tr> <tr> <td>Regularización C. Interrupción Rechazo de Carga</td> <td>1.0000</td> <td>-0.7853</td> <td>-0.79</td> </tr> <tr> <td>Saldo por redondeo</td> <td>1.0000</td> <td>-0.0500</td> <td>-0.05</td> </tr> <tr> <td>Interés moratorio regularización</td> <td>1.0000</td> <td>-0.0100</td> <td>-0.01</td> </tr> <tr> <td>Redondeo</td> <td></td> <td>0.0500</td> <td>0.05</td> </tr> <tr> <td>Aporte Ley Nro. 28749</td> <td>40981.9859</td> <td>0.0084</td> <td>344.25</td> </tr> <tr> <td><b>TOTAL RECIBO DE ENERO-2019</b></td> <td></td> <td></td> <td><b>16302.10</b></td> </tr> <tr> <td>Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 476.34</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total	Cargo Fijo		6.7300	6.73	Cargo por Reparación y Mantenimiento de la Conexión			15.98	Energía Activa	40981.9859	0.1986	8139.02	Pot. Uso Redes Distrib. FP	120.9637	12.4400	1504.79	Pot. Activa Generación FP	126.3273	25.8800	3269.35	Alumbrado Público (Alicuota : S/ 0.3923)			588.45	Interés compensatorio regularización	1.0000	-0.0400	-0.04	SUB TOTAL			13524.28	Imp. Gral. a las Ventas			2434.37	Regularización C. Interrupción Rechazo de Carga	1.0000	-0.7853	-0.79	Saldo por redondeo	1.0000	-0.0500	-0.05	Interés moratorio regularización	1.0000	-0.0100	-0.01	Redondeo		0.0500	0.05	Aporte Ley Nro. 28749	40981.9859	0.0084	344.25	<b>TOTAL RECIBO DE ENERO-2019</b>			<b>16302.10</b>	Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 476.34			
Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda																																																																																																											
Energía Activa Total (kWh)	12,991.0781	13,216.4790	225.4009	40,981.9859																																																																																																											
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,185.9131	2,214.4429	28.5298	5,187.2369																																																																																																											
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	10,805.1650	11,002.0361	196.8711	35,794.7490																																																																																																											
Energía Reactiva (kVArh)	7,853.8452	7,915.6846	61.8394	11,243.5284																																																																																																											
Potencia Hora Punta (kW)	0.3162	0.4644	0.4644	84.4364																																																																																																											
Potencia Fuera Punta (kW)	0.6358	0.6948	0.6948	126.3273																																																																																																											
<b>Factor Calificación : 0.3159</b>	<b>Fac.Medic. 181.8182</b>																																																																																																														
Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total																																																																																																												
Cargo Fijo		6.7300	6.73																																																																																																												
Cargo por Reparación y Mantenimiento de la Conexión			15.98																																																																																																												
Energía Activa	40981.9859	0.1986	8139.02																																																																																																												
Pot. Uso Redes Distrib. FP	120.9637	12.4400	1504.79																																																																																																												
Pot. Activa Generación FP	126.3273	25.8800	3269.35																																																																																																												
Alumbrado Público (Alicuota : S/ 0.3923)			588.45																																																																																																												
Interés compensatorio regularización	1.0000	-0.0400	-0.04																																																																																																												
SUB TOTAL			13524.28																																																																																																												
Imp. Gral. a las Ventas			2434.37																																																																																																												
Regularización C. Interrupción Rechazo de Carga	1.0000	-0.7853	-0.79																																																																																																												
Saldo por redondeo	1.0000	-0.0500	-0.05																																																																																																												
Interés moratorio regularización	1.0000	-0.0100	-0.01																																																																																																												
Redondeo		0.0500	0.05																																																																																																												
Aporte Ley Nro. 28749	40981.9859	0.0084	344.25																																																																																																												
<b>TOTAL RECIBO DE ENERO-2019</b>			<b>16302.10</b>																																																																																																												
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 476.34																																																																																																															
																																																																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Importe 2 Últimos Meses Facturados</th> </tr> <tr> <th>Nov - 2018 S/</th> <th>Dic - 2018 S/</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td align="center">13522.20</td> <td align="center">13902.30</td> </tr> </tbody> </table>		Importe 2 Últimos Meses Facturados		Nov - 2018 S/	Dic - 2018 S/	13522.20	13902.30	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="13">HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS</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> <th>Ene</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>EAPF kWh</td> <td>3566</td> <td>3487</td> <td>3615</td> <td>3000</td> <td>2601</td> <td>2695</td> <td>3154</td> <td>3118</td> <td>2607</td> <td>2814</td> <td>2805</td> <td>2685</td> <td>3176</td> </tr> <tr> <td>SAEP kWh</td> <td>574</td> <td>596</td> <td>623</td> <td>617</td> <td>585</td> <td>542</td> <td>530</td> <td>579</td> <td>372</td> <td>408</td> <td>432</td> <td>3612</td> <td>5167</td> </tr> <tr> <td>PFP kW</td> <td>101.030</td> <td>120.610</td> <td>114.308</td> <td>138.672</td> <td>138.434</td> <td>93.0273</td> <td>96.9405</td> <td>100.1616</td> <td>107.6273</td> <td>84.6364</td> <td>96.1056</td> <td>115.6000</td> <td>126.3273</td> </tr> <tr> <td>PHP kW</td> <td>80.8616</td> <td>88.1816</td> <td>91.3465</td> <td>92.3026</td> <td>84.1281</td> <td>84.6182</td> <td>77.0364</td> <td>81.0182</td> <td>83.1273</td> <td>85.8646</td> <td>80.8084</td> <td>87.4000</td> <td>84.4364</td> </tr> </tbody> </table>		HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS														Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	EAPF kWh	3566	3487	3615	3000	2601	2695	3154	3118	2607	2814	2805	2685	3176	SAEP kWh	574	596	623	617	585	542	530	579	372	408	432	3612	5167	PFP kW	101.030	120.610	114.308	138.672	138.434	93.0273	96.9405	100.1616	107.6273	84.6364	96.1056	115.6000	126.3273	PHP kW	80.8616	88.1816	91.3465	92.3026	84.1281	84.6182	77.0364	81.0182	83.1273	85.8646	80.8084	87.4000	84.4364																			
Importe 2 Últimos Meses Facturados																																																																																																															
Nov - 2018 S/	Dic - 2018 S/																																																																																																														
13522.20	13902.30																																																																																																														
HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS																																																																																																															
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene																																																																																																		
EAPF kWh	3566	3487	3615	3000	2601	2695	3154	3118	2607	2814	2805	2685	3176																																																																																																		
SAEP kWh	574	596	623	617	585	542	530	579	372	408	432	3612	5167																																																																																																		
PFP kW	101.030	120.610	114.308	138.672	138.434	93.0273	96.9405	100.1616	107.6273	84.6364	96.1056	115.6000	126.3273																																																																																																		
PHP kW	80.8616	88.1816	91.3465	92.3026	84.1281	84.6182	77.0364	81.0182	83.1273	85.8646	80.8084	87.4000	84.4364																																																																																																		
<b>Emisión 05/02/2019</b>		<b>Vencimiento 22/02/2019</b>		<b>TOTAL S/*****16,302.10</b>																																																																																																											
Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR																																																																																																															
Son : DIECISEIS MIL TRESCIENTOS DOS Y 10/100 SOLES (*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Enero-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1.d.																																																																																																															
Si realiza el pago vía transferencia bancaria debe enviar un correo a: <a href="mailto:pagosensa@distriluz.com.pe">pagosensa@distriluz.com.pe</a> Revise el estado de cuenta de su recibo en: <a href="http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.aspx?empresa=2">http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.aspx?empresa=2</a>																																																																																																															


 Facturación: **Enero-2019**

 Suministro: **26438621**

 Dirección: **Carr. PANAMERICANA NORTE Km.**

 Ruta: **1324-10222-1060**

 Emisión: **05/02/2019**


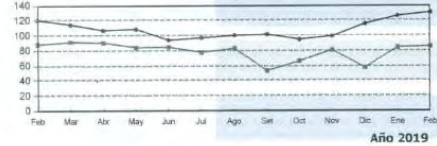
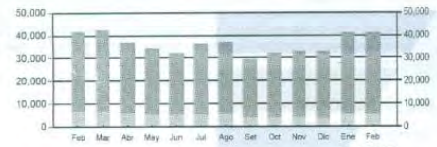



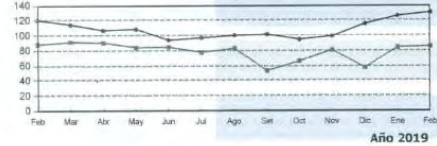
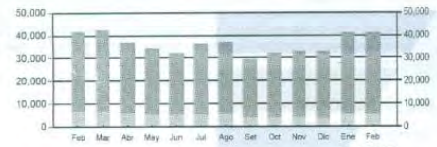



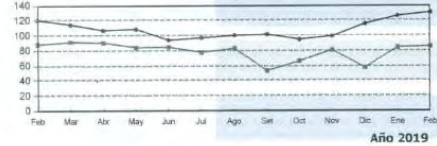
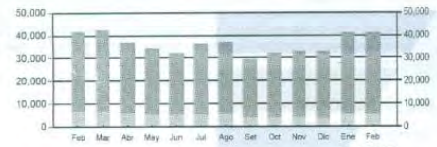



 Vencimiento: **22/02/2019**

 Recibo N° **258-88981268**


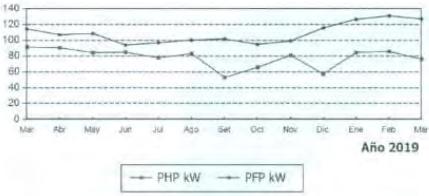



Lambayeque/Lambayeque

**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*16,302.10**


## Anexo B. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de febrero del año 2019.

Recibo N° 258-89105848 Lambayeque/Lambayeque Recibo por Consumo del 01/02/2019 al 28/02/2019				 <b>Ensa</b> <small>EMPRESA NACIONAL DEL SERVICIO PÚBLICO          DE ELÉCTRICIDAD DEL NOROCCIDENTE S.A.          SAN MARTÍN N° 255 - Chiclayo          R.U.C. 20103117560</small>																																																																																																																																																																																																																																																																																					
Cliente <b>SAN ROQUE S.A.</b> R.U.C. <b>20103342091</b> Dirección <b>Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE - Lambayeque,</b> Referencia Ruta <b>1324-10222-1060</b> Tarifa <b>MT4</b> Serie Medidor 000000013443629 - Electrón. Medición Media Tension N° Hilos Medidor 3 Tensión y SED 10 kV / E-202893 Modalidad Potencia Variable Sist. Eléctrico S201 Chiclayo (ST2) Inicio Contrato 12/09/2011 Tipo Suministro Trifásica-Aérea(C5.2) Termino Contrato 11/09/2019				<b>Febrero-2019</b> <b>CÓDIGO 26438621</b>																																																																																																																																																																																																																																																																																					
				<table border="1"> <tr> <th>Promedio</th> <th>Máxima Demanda</th> <th>Potencia Contratada</th> </tr> <tr> <td>128.5819</td> <td></td> <td>180.0000</td> </tr> </table>		Promedio	Máxima Demanda	Potencia Contratada	128.5819		180.0000																																																																																																																																																																																																																																																																														
Promedio	Máxima Demanda	Potencia Contratada																																																																																																																																																																																																																																																																																							
128.5819		180.0000																																																																																																																																																																																																																																																																																							
				<table border="1"> <tr> <th>Calificación</th> <th>Fuera de Punta</th> <th>HorasPunta</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>120</td> </tr> </table>		Calificación	Fuera de Punta	HorasPunta			120																																																																																																																																																																																																																																																																														
Calificación	Fuera de Punta	HorasPunta																																																																																																																																																																																																																																																																																							
		120																																																																																																																																																																																																																																																																																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Magnitud Leida</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Diferencia</th> <th>Demanda</th> <th>Concepto</th> <th>Consumo</th> <th>Precio Unitario</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía Activa Total (kWh)</td> <td>13,216.4790</td> <td>13,441.2205</td> <td>224.7415</td> <td>40,862.0950</td> <td>Cargo Fijo</td> <td></td> <td>8.7300</td> <td>6.73</td> </tr> <tr> <td>Energía Activa Hora Punta (kWh)</td> <td>2,214.4429</td> <td>2,243.5173</td> <td>29.0744</td> <td>5,286.2551</td> <td>Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión</td> <td></td> <td></td> <td>15.98</td> </tr> <tr> <td>Energía Activa Fuera Punta (kWh)</td> <td>11,002.0361</td> <td>11,197.7031</td> <td>195.6670</td> <td>35,575.8217</td> <td>Energía Activa</td> <td>40862.0950</td> <td>0.2052</td> <td>8384.90</td> </tr> <tr> <td>Energía Reactiva (kVArh)</td> <td>7,915.6846</td> <td>7,976.6592</td> <td>60.9746</td> <td>11,086.2920</td> <td>Pot. Uso Redes Distrib. FP</td> <td>128.5819</td> <td>12.4400</td> <td>1599.56</td> </tr> <tr> <td>Potencia Hora Punta (kW)</td> <td>0.4644</td> <td>0.4706</td> <td>0.4706</td> <td>85.5636</td> <td>Pot. Activa Generación FP</td> <td>130.8364</td> <td>26.3500</td> <td>3447.54</td> </tr> <tr> <td>Potencia Fuera Punta (kW)</td> <td>0.6948</td> <td>0.7196</td> <td>0.7196</td> <td>130.8364</td> <td>Alumbrado Público (Alicuota - S/ 0.3583)</td> <td></td> <td></td> <td>537.45</td> </tr> <tr> <td colspan="6"><b>Factor Calificación : 0.3367</b></td> <td colspan="3"><b>Fac.Medic. 181.8182</b></td> </tr> <tr> <td colspan="4">  </td> <td colspan="5"> <table border="1"> <tr> <td colspan="6"><b>TOTAL RECIBO DE FEBRERO-2019</b></td> <td colspan="3"><b>16853.90</b></td> </tr> <tr> <td colspan="6">Aporte FOSE(Lay N°2751D) S/ 492.77</td> <td colspan="3"></td> </tr> </table> </td> </tr> <tr> <td colspan="4">  </td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td colspan="4"> <table border="1"> <tr> <th colspan="2">Importe 2 Ultimos Meses Facturados</th> </tr> <tr> <td>Dic - 2018 S/ 13902.30</td> <td>Ene - 2019 S/ 16302.10</td> </tr> </table> </td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td colspan="9"> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="12">HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS</th> </tr> <tr> <th></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> <th>Ene</th> <th>Feb</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>EAPP kWh</td> <td>34467</td> <td>35019</td> <td>35609</td> <td>28431</td> <td>26595</td> <td>31154</td> <td>31515</td> <td>28427</td> <td>28184</td> <td>28659</td> <td>29265</td> <td>36795</td> <td>35076</td> </tr> <tr> <td>EAFP kWh</td> <td>7639</td> <td>9628</td> <td>6171</td> <td>5585</td> <td>5421</td> <td>5399</td> <td>5379</td> <td>3727</td> <td>4368</td> <td>4332</td> <td>3612</td> <td>5187</td> <td>5286</td> </tr> <tr> <td>PFP kW</td> <td>120.8182</td> <td>114.3630</td> <td>106.8727</td> <td>108.4364</td> <td>93.5273</td> <td>96.8455</td> <td>100.1816</td> <td>101.5273</td> <td>94.8364</td> <td>96.1838</td> <td>116.0000</td> <td>120.3273</td> <td>130.8364</td> </tr> <tr> <td>PHP kW</td> <td>88.1815</td> <td>91.3455</td> <td>90.3836</td> <td>84.1091</td> <td>84.6182</td> <td>77.6384</td> <td>83.0182</td> <td>53.1273</td> <td>65.8546</td> <td>80.8364</td> <td>57.4609</td> <td>84.4364</td> <td>85.9538</td> </tr> </tbody> </table> </td> </tr> <tr> <td colspan="2">Emisión <b>05/03/2019</b></td> <td colspan="2">Vencimiento <b>22/03/2019</b></td> <td colspan="2" style="text-align: center;">  </td> <td colspan="2"><b>TOTAL</b></td> <td colspan="2"><b>S/*****16,853.90</b></td> </tr> <tr> <td colspan="10">         Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR       </td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td colspan="14">         Son DIECISEIS MIL OCHOCIENTOS CINQUENTA Y TRES Y 90/100 SOLES          (*) El Importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Febrero-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1 d.       </td> </tr> <tr> <td colspan="14">         Si realiza el pago via transferencia bancaria debe enviar un correo a: <a href="mailto:pagosensa@distriluz.com.pe">pagosensa@distriluz.com.pe</a> Revise el estado de cuenta de su recibo en: <a href="http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.asp">http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.asp</a> x?empresa=2       </td> </tr> <tr> <td colspan="4">           R.U.C. 20103117560  <b>Facturación: Febrero-2019</b>          SAN ROQUE S.A.          Suministro 26438621          Dirección Carr. PANAMERICANA NORTE Km.          Ruta 1324-10222-1060          Emisión 05/03/2019          Vencimiento 22/03/2019       </td> <td colspan="4">         Recibo N° 258-89105848          Lambayeque/Lambayeque  <b>TOTAL A PAGAR S/ *****16,853.90</b> </td> <td colspan="6" style="text-align: center;">  </td> </tr> </tbody></table>				Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total	Energía Activa Total (kWh)	13,216.4790	13,441.2205	224.7415	40,862.0950	Cargo Fijo		8.7300	6.73	Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,214.4429	2,243.5173	29.0744	5,286.2551	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			15.98	Energía Activa Fuera Punta (kWh)	11,002.0361	11,197.7031	195.6670	35,575.8217	Energía Activa	40862.0950	0.2052	8384.90	Energía Reactiva (kVArh)	7,915.6846	7,976.6592	60.9746	11,086.2920	Pot. Uso Redes Distrib. FP	128.5819	12.4400	1599.56	Potencia Hora Punta (kW)	0.4644	0.4706	0.4706	85.5636	Pot. Activa Generación FP	130.8364	26.3500	3447.54	Potencia Fuera Punta (kW)	0.6948	0.7196	0.7196	130.8364	Alumbrado Público (Alicuota - S/ 0.3583)			537.45	<b>Factor Calificación : 0.3367</b>						<b>Fac.Medic. 181.8182</b>							<table border="1"> <tr> <td colspan="6"><b>TOTAL RECIBO DE FEBRERO-2019</b></td> <td colspan="3"><b>16853.90</b></td> </tr> <tr> <td colspan="6">Aporte FOSE(Lay N°2751D) S/ 492.77</td> <td colspan="3"></td> </tr> </table>					<b>TOTAL RECIBO DE FEBRERO-2019</b>						<b>16853.90</b>			Aporte FOSE(Lay N°2751D) S/ 492.77																		<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Importe 2 Ultimos Meses Facturados</th> </tr> <tr> <td>Dic - 2018 S/ 13902.30</td> <td>Ene - 2019 S/ 16302.10</td> </tr> </table>				Importe 2 Ultimos Meses Facturados		Dic - 2018 S/ 13902.30	Ene - 2019 S/ 16302.10						<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="12">HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS</th> </tr> <tr> <th></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> <th>Ene</th> <th>Feb</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>EAPP kWh</td> <td>34467</td> <td>35019</td> <td>35609</td> <td>28431</td> <td>26595</td> <td>31154</td> <td>31515</td> <td>28427</td> <td>28184</td> <td>28659</td> <td>29265</td> <td>36795</td> <td>35076</td> </tr> <tr> <td>EAFP kWh</td> <td>7639</td> <td>9628</td> <td>6171</td> <td>5585</td> <td>5421</td> <td>5399</td> <td>5379</td> <td>3727</td> <td>4368</td> <td>4332</td> <td>3612</td> <td>5187</td> <td>5286</td> </tr> <tr> <td>PFP kW</td> <td>120.8182</td> <td>114.3630</td> <td>106.8727</td> <td>108.4364</td> <td>93.5273</td> <td>96.8455</td> <td>100.1816</td> <td>101.5273</td> <td>94.8364</td> <td>96.1838</td> <td>116.0000</td> <td>120.3273</td> <td>130.8364</td> </tr> <tr> <td>PHP kW</td> <td>88.1815</td> <td>91.3455</td> <td>90.3836</td> <td>84.1091</td> <td>84.6182</td> <td>77.6384</td> <td>83.0182</td> <td>53.1273</td> <td>65.8546</td> <td>80.8364</td> <td>57.4609</td> <td>84.4364</td> <td>85.9538</td> </tr> </tbody> </table>									HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS													Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	EAPP kWh	34467	35019	35609	28431	26595	31154	31515	28427	28184	28659	29265	36795	35076	EAFP kWh	7639	9628	6171	5585	5421	5399	5379	3727	4368	4332	3612	5187	5286	PFP kW	120.8182	114.3630	106.8727	108.4364	93.5273	96.8455	100.1816	101.5273	94.8364	96.1838	116.0000	120.3273	130.8364	PHP kW	88.1815	91.3455	90.3836	84.1091	84.6182	77.6384	83.0182	53.1273	65.8546	80.8364	57.4609	84.4364	85.9538	Emisión <b>05/03/2019</b>		Vencimiento <b>22/03/2019</b>				<b>TOTAL</b>		<b>S/*****16,853.90</b>		Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR														Son DIECISEIS MIL OCHOCIENTOS CINQUENTA Y TRES Y 90/100 SOLES (*) El Importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Febrero-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1 d.														Si realiza el pago via transferencia bancaria debe enviar un correo a: <a href="mailto:pagosensa@distriluz.com.pe">pagosensa@distriluz.com.pe</a> Revise el estado de cuenta de su recibo en: <a href="http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.asp">http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.asp</a> x?empresa=2														 R.U.C. 20103117560 <b>Facturación: Febrero-2019</b> SAN ROQUE S.A. Suministro 26438621 Dirección Carr. PANAMERICANA NORTE Km. Ruta 1324-10222-1060 Emisión 05/03/2019 Vencimiento 22/03/2019				Recibo N° 258-89105848 Lambayeque/Lambayeque <b>TOTAL A PAGAR S/ *****16,853.90</b>									
Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total																																																																																																																																																																																																																																																																																	
Energía Activa Total (kWh)	13,216.4790	13,441.2205	224.7415	40,862.0950	Cargo Fijo		8.7300	6.73																																																																																																																																																																																																																																																																																	
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,214.4429	2,243.5173	29.0744	5,286.2551	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			15.98																																																																																																																																																																																																																																																																																	
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	11,002.0361	11,197.7031	195.6670	35,575.8217	Energía Activa	40862.0950	0.2052	8384.90																																																																																																																																																																																																																																																																																	
Energía Reactiva (kVArh)	7,915.6846	7,976.6592	60.9746	11,086.2920	Pot. Uso Redes Distrib. FP	128.5819	12.4400	1599.56																																																																																																																																																																																																																																																																																	
Potencia Hora Punta (kW)	0.4644	0.4706	0.4706	85.5636	Pot. Activa Generación FP	130.8364	26.3500	3447.54																																																																																																																																																																																																																																																																																	
Potencia Fuera Punta (kW)	0.6948	0.7196	0.7196	130.8364	Alumbrado Público (Alicuota - S/ 0.3583)			537.45																																																																																																																																																																																																																																																																																	
<b>Factor Calificación : 0.3367</b>						<b>Fac.Medic. 181.8182</b>																																																																																																																																																																																																																																																																																			
				<table border="1"> <tr> <td colspan="6"><b>TOTAL RECIBO DE FEBRERO-2019</b></td> <td colspan="3"><b>16853.90</b></td> </tr> <tr> <td colspan="6">Aporte FOSE(Lay N°2751D) S/ 492.77</td> <td colspan="3"></td> </tr> </table>					<b>TOTAL RECIBO DE FEBRERO-2019</b>						<b>16853.90</b>			Aporte FOSE(Lay N°2751D) S/ 492.77																																																																																																																																																																																																																																																																							
<b>TOTAL RECIBO DE FEBRERO-2019</b>						<b>16853.90</b>																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Aporte FOSE(Lay N°2751D) S/ 492.77																																																																																																																																																																																																																																																																																									
																																																																																																																																																																																																																																																																																									
<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Importe 2 Ultimos Meses Facturados</th> </tr> <tr> <td>Dic - 2018 S/ 13902.30</td> <td>Ene - 2019 S/ 16302.10</td> </tr> </table>				Importe 2 Ultimos Meses Facturados		Dic - 2018 S/ 13902.30	Ene - 2019 S/ 16302.10																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Importe 2 Ultimos Meses Facturados																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Dic - 2018 S/ 13902.30	Ene - 2019 S/ 16302.10																																																																																																																																																																																																																																																																																								
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="12">HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS</th> </tr> <tr> <th></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> <th>Ene</th> <th>Feb</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>EAPP kWh</td> <td>34467</td> <td>35019</td> <td>35609</td> <td>28431</td> <td>26595</td> <td>31154</td> <td>31515</td> <td>28427</td> <td>28184</td> <td>28659</td> <td>29265</td> <td>36795</td> <td>35076</td> </tr> <tr> <td>EAFP kWh</td> <td>7639</td> <td>9628</td> <td>6171</td> <td>5585</td> <td>5421</td> <td>5399</td> <td>5379</td> <td>3727</td> <td>4368</td> <td>4332</td> <td>3612</td> <td>5187</td> <td>5286</td> </tr> <tr> <td>PFP kW</td> <td>120.8182</td> <td>114.3630</td> <td>106.8727</td> <td>108.4364</td> <td>93.5273</td> <td>96.8455</td> <td>100.1816</td> <td>101.5273</td> <td>94.8364</td> <td>96.1838</td> <td>116.0000</td> <td>120.3273</td> <td>130.8364</td> </tr> <tr> <td>PHP kW</td> <td>88.1815</td> <td>91.3455</td> <td>90.3836</td> <td>84.1091</td> <td>84.6182</td> <td>77.6384</td> <td>83.0182</td> <td>53.1273</td> <td>65.8546</td> <td>80.8364</td> <td>57.4609</td> <td>84.4364</td> <td>85.9538</td> </tr> </tbody> </table>									HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS													Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	EAPP kWh	34467	35019	35609	28431	26595	31154	31515	28427	28184	28659	29265	36795	35076	EAFP kWh	7639	9628	6171	5585	5421	5399	5379	3727	4368	4332	3612	5187	5286	PFP kW	120.8182	114.3630	106.8727	108.4364	93.5273	96.8455	100.1816	101.5273	94.8364	96.1838	116.0000	120.3273	130.8364	PHP kW	88.1815	91.3455	90.3836	84.1091	84.6182	77.6384	83.0182	53.1273	65.8546	80.8364	57.4609	84.4364	85.9538																																																																																																																																																																																															
HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS																																																																																																																																																																																																																																																																																									
	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb																																																																																																																																																																																																																																																																												
EAPP kWh	34467	35019	35609	28431	26595	31154	31515	28427	28184	28659	29265	36795	35076																																																																																																																																																																																																																																																																												
EAFP kWh	7639	9628	6171	5585	5421	5399	5379	3727	4368	4332	3612	5187	5286																																																																																																																																																																																																																																																																												
PFP kW	120.8182	114.3630	106.8727	108.4364	93.5273	96.8455	100.1816	101.5273	94.8364	96.1838	116.0000	120.3273	130.8364																																																																																																																																																																																																																																																																												
PHP kW	88.1815	91.3455	90.3836	84.1091	84.6182	77.6384	83.0182	53.1273	65.8546	80.8364	57.4609	84.4364	85.9538																																																																																																																																																																																																																																																																												
Emisión <b>05/03/2019</b>		Vencimiento <b>22/03/2019</b>				<b>TOTAL</b>		<b>S/*****16,853.90</b>																																																																																																																																																																																																																																																																																	
Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Son DIECISEIS MIL OCHOCIENTOS CINQUENTA Y TRES Y 90/100 SOLES (*) El Importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Febrero-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1 d.																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Si realiza el pago via transferencia bancaria debe enviar un correo a: <a href="mailto:pagosensa@distriluz.com.pe">pagosensa@distriluz.com.pe</a> Revise el estado de cuenta de su recibo en: <a href="http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.asp">http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.asp</a> x?empresa=2																																																																																																																																																																																																																																																																																									
 R.U.C. 20103117560 <b>Facturación: Febrero-2019</b> SAN ROQUE S.A. Suministro 26438621 Dirección Carr. PANAMERICANA NORTE Km. Ruta 1324-10222-1060 Emisión 05/03/2019 Vencimiento 22/03/2019				Recibo N° 258-89105848 Lambayeque/Lambayeque <b>TOTAL A PAGAR S/ *****16,853.90</b>																																																																																																																																																																																																																																																																																					

## Anexo C. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de marzo del año 2019.

<b>Recibo N° 258-89230591</b> Lambayeque/Lambayeque Recibo por Consumo del 01/03/2019 al 31/03/2019		 <b>Marzo-2019</b> R.U.C. 20103342091 R.U.C. 2018112560 R.U.C. 2018112560																																																																																								
Cliente: <b>SAN ROQUE S.A.</b> R.U.C.: <b>20103342091</b> Dirección: <b>Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE</b> Referencia: Ruta: <b>1324-10222-1060</b> Tarifa: <b>MT4</b> Medición: <b>Media Tension</b> Tensión y SED: <b>10 kV / E-202893</b> Sist. Eléctrico: <b>S201 Chiclayo (ST2)</b> Tipo Suministro: <b>Trifásica-Aérea(C5.2)</b>	Serie Medidor: <b>00000013443629 - Electrón.</b> N° Hilos Medidor: <b>3</b> Modalidad: <b>Potencia Variable</b> Inicio Contrato: <b>12/09/2011</b> Termino Contrato: <b>11/09/2019</b>	<b>CÓDIGO 26438621</b> <table border="1"> <tr> <td>Promedio Máxima Demanda</td> <td>Potencia Contratada</td> </tr> <tr> <td>128.8182</td> <td>180.0000</td> </tr> </table> <table border="1"> <tr> <td>Calificación</td> <td>Fuera de Punta</td> <td>Horas Punta</td> <td>130</td> </tr> </table>		Promedio Máxima Demanda	Potencia Contratada	128.8182	180.0000	Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta	130																																																																															
Promedio Máxima Demanda	Potencia Contratada																																																																																									
128.8182	180.0000																																																																																									
Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta	130																																																																																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Magnitud Leída</th> <th>Lectura Anterior</th> <th>Lectura Actual</th> <th>Diferencia</th> <th>Demanda</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía Activa Total (kWh)</td> <td>13,441.2205</td> <td>13,655.4907</td> <td>214.2702</td> <td>38,958.2221</td> </tr> <tr> <td>Energía Activa Hora Punta (kWh)</td> <td>2,243.5173</td> <td>2,269.3325</td> <td>25.8152</td> <td>4,693.6732</td> </tr> <tr> <td>Energía Activa Fuera Punta (kWh)</td> <td>11,197.7031</td> <td>11,386.1582</td> <td>188.4551</td> <td>34,264.5671</td> </tr> <tr> <td>Energía Reactiva (kVarh)</td> <td>7,976.6592</td> <td>8,037.4048</td> <td>60.7456</td> <td>11,044.6557</td> </tr> <tr> <td>Potencia Hora Punta (kW)</td> <td>0.4706</td> <td>0.4188</td> <td>0.4188</td> <td>76.1455</td> </tr> <tr> <td>Potencia Fuera Punta (kW)</td> <td>0.7196</td> <td>0.6974</td> <td>0.6974</td> <td>126.8000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Factor Calificación : 0.2847      Fac.Medic. 181.8182</p>		Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Energía Activa Total (kWh)	13,441.2205	13,655.4907	214.2702	38,958.2221	Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,243.5173	2,269.3325	25.8152	4,693.6732	Energía Activa Fuera Punta (kWh)	11,197.7031	11,386.1582	188.4551	34,264.5671	Energía Reactiva (kVarh)	7,976.6592	8,037.4048	60.7456	11,044.6557	Potencia Hora Punta (kW)	0.4706	0.4188	0.4188	76.1455	Potencia Fuera Punta (kW)	0.7196	0.6974	0.6974	126.8000	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Concepto</th> <th>Consumo</th> <th>Precio Unitario</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cargo Fijo</td> <td></td> <td>6.7029</td> <td>6.70</td> </tr> <tr> <td>Cargo por Reposición y Mantenimiento</td> <td></td> <td></td> <td>15.84</td> </tr> <tr> <td>Energía Activa (S/ 0.2060 x 38958 Kwh)</td> <td>38958.2221</td> <td>0.2060</td> <td>8025.39</td> </tr> <tr> <td>Pot.Usd Redes Distrib.FP</td> <td>128.8182</td> <td>12.3200</td> <td>1587.04</td> </tr> <tr> <td>Pot. Activa Generación FP</td> <td>126.8000</td> <td>26.4200</td> <td>3350.06</td> </tr> <tr> <td>AlumbradoPúblico (Alicuota : S/ 0.3908)</td> <td></td> <td></td> <td>586.20</td> </tr> <tr> <td>SUB TOTAL</td> <td></td> <td></td> <td>13571.23</td> </tr> <tr> <td>Imp. Gral. a las Ventas</td> <td></td> <td></td> <td>2442.82</td> </tr> <tr> <td>Saldo por redondeo</td> <td>1.0000</td> <td>0.0400</td> <td>0.04</td> </tr> <tr> <td>Diferencia de redondeo</td> <td></td> <td></td> <td>-0.04</td> </tr> <tr> <td>Aporte Ley Nro. 28749</td> <td>0.0084</td> <td>38958.2221</td> <td>327.25</td> </tr> <tr> <td><b>TOTAL RECIBO DE MARZO-2019</b></td> <td></td> <td></td> <td><b>16341.30</b></td> </tr> </tbody> </table> <p>Total a Pagar incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 473.40</p>		Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total	Cargo Fijo		6.7029	6.70	Cargo por Reposición y Mantenimiento			15.84	Energía Activa (S/ 0.2060 x 38958 Kwh)	38958.2221	0.2060	8025.39	Pot.Usd Redes Distrib.FP	128.8182	12.3200	1587.04	Pot. Activa Generación FP	126.8000	26.4200	3350.06	AlumbradoPúblico (Alicuota : S/ 0.3908)			586.20	SUB TOTAL			13571.23	Imp. Gral. a las Ventas			2442.82	Saldo por redondeo	1.0000	0.0400	0.04	Diferencia de redondeo			-0.04	Aporte Ley Nro. 28749	0.0084	38958.2221	327.25	<b>TOTAL RECIBO DE MARZO-2019</b>			<b>16341.30</b>
Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda																																																																																						
Energía Activa Total (kWh)	13,441.2205	13,655.4907	214.2702	38,958.2221																																																																																						
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,243.5173	2,269.3325	25.8152	4,693.6732																																																																																						
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	11,197.7031	11,386.1582	188.4551	34,264.5671																																																																																						
Energía Reactiva (kVarh)	7,976.6592	8,037.4048	60.7456	11,044.6557																																																																																						
Potencia Hora Punta (kW)	0.4706	0.4188	0.4188	76.1455																																																																																						
Potencia Fuera Punta (kW)	0.7196	0.6974	0.6974	126.8000																																																																																						
Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total																																																																																							
Cargo Fijo		6.7029	6.70																																																																																							
Cargo por Reposición y Mantenimiento			15.84																																																																																							
Energía Activa (S/ 0.2060 x 38958 Kwh)	38958.2221	0.2060	8025.39																																																																																							
Pot.Usd Redes Distrib.FP	128.8182	12.3200	1587.04																																																																																							
Pot. Activa Generación FP	126.8000	26.4200	3350.06																																																																																							
AlumbradoPúblico (Alicuota : S/ 0.3908)			586.20																																																																																							
SUB TOTAL			13571.23																																																																																							
Imp. Gral. a las Ventas			2442.82																																																																																							
Saldo por redondeo	1.0000	0.0400	0.04																																																																																							
Diferencia de redondeo			-0.04																																																																																							
Aporte Ley Nro. 28749	0.0084	38958.2221	327.25																																																																																							
<b>TOTAL RECIBO DE MARZO-2019</b>			<b>16341.30</b>																																																																																							
																																																																																										
<p>Importe 2 Últimos Meses Facturados</p> <p>Ene - 2019 S/ 16302.10      Feb - 2019 S/ 16853.90</p>		<p>HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></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> <th>Ene</th> <th>Feb</th> <th>Mar</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>EAFP kWh</td> <td>3593</td> <td>3009</td> <td>2841</td> <td>2686</td> <td>3154</td> <td>3158</td> <td>2647</td> <td>2814</td> <td>2805</td> <td>2065</td> <td>3076</td> <td>3578</td> <td>3426</td> </tr> <tr> <td>EAFP kWh</td> <td>808</td> <td>871</td> <td>906</td> <td>541</td> <td>530</td> <td>575</td> <td>377</td> <td>436</td> <td>433</td> <td>362</td> <td>517</td> <td>526</td> <td>494</td> </tr> <tr> <td>PFP kW</td> <td>114.306</td> <td>108.677</td> <td>108.494</td> <td>81.073</td> <td>96.346</td> <td>100.186</td> <td>101.527</td> <td>94.494</td> <td>96.163</td> <td>116.500</td> <td>126.373</td> <td>130.694</td> <td>126.800</td> </tr> <tr> <td>PHP kW</td> <td>81.345</td> <td>80.306</td> <td>84.181</td> <td>84.612</td> <td>77.434</td> <td>83.082</td> <td>53.123</td> <td>66.846</td> <td>80.804</td> <td>57.429</td> <td>84.434</td> <td>85.506</td> <td>76.145</td> </tr> </tbody> </table>			Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	EAFP kWh	3593	3009	2841	2686	3154	3158	2647	2814	2805	2065	3076	3578	3426	EAFP kWh	808	871	906	541	530	575	377	436	433	362	517	526	494	PFP kW	114.306	108.677	108.494	81.073	96.346	100.186	101.527	94.494	96.163	116.500	126.373	130.694	126.800	PHP kW	81.345	80.306	84.181	84.612	77.434	83.082	53.123	66.846	80.804	57.429	84.434	85.506	76.145																	
	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar																																																																													
EAFP kWh	3593	3009	2841	2686	3154	3158	2647	2814	2805	2065	3076	3578	3426																																																																													
EAFP kWh	808	871	906	541	530	575	377	436	433	362	517	526	494																																																																													
PFP kW	114.306	108.677	108.494	81.073	96.346	100.186	101.527	94.494	96.163	116.500	126.373	130.694	126.800																																																																													
PHP kW	81.345	80.306	84.181	84.612	77.434	83.082	53.123	66.846	80.804	57.429	84.434	85.506	76.145																																																																													
<b>Emisión</b> 06/04/2019	<b>Vencimiento</b> 23/04/2019	<b>TOTAL</b> S/*****16,341.30																																																																																								
<b>Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR</b>																																																																																										
Son : DIECISEIS MIL TRESCIENTOS CUARENTA Y UNO Y 30/100 SOLES (*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Marzo-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1.d.																																																																																										
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><b>ATENCION</b></p> <p>Se comunica a todos nuestros clientes <b>NO</b> realizar sus pagos en <b>KASNET a Nivel Nacional / Agentes</b> por término de Contrato.</p> </div>																																																																																										
 R.U.C. 20103317560 <b>Facturación Marzo-2019</b> SAN ROQUE S.A. Suministro: 26438621 Dirección: Carr. PANAMERICANA NORTE Km. Ruta: 1324-10222-1060 Emisión: 06/04/2019 Vencimiento: 23/04/2019		Recibo N°      258-89230591 Lambayeque/Lambayeque <b>TOTAL A PAGAR</b> S/ *****16,341.30 																																																																																								
		301																																																																																								

Anexo D. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de abril del año 2019.

**Recibo N° 258-89355146**  
Lambayeque/Lambayeque

Recibo por Consumo del 01/04/2019 al 30/04/2019

Cliente	SAN ROQUE S.A.		
R.U.C.	20103342091		
Dirección	Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE		
Referencia			
Ruta	1324-10222-1060		
Tarifa	MT4	Serie Medidor	00000013443629 - Electrón.
Medición	Media Tension	N° Hilos Medidor	3
Tensión y SED	10 kV / E-202893	Modalidad	Potencia Variable
Sist. Eléctrico	S201 Chiclayo (ST2)	Inicio Contrato	12/09/2011
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C5.2)	Termino Contrato	11/09/2019

**Ensa**  
EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
DE ELECTRICIDAD DEL NORTE S.A.  
San Martín N° 203 - Chiclayo  
R.U.C. 20103117560

Abril-2019

**CÓDIGO 26438621**

Promedio Máxima Demanda	Potencia Contratada
128.8182	180.0000

Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta	120
--------------	----------------	-------------	-----

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	13,655.4907	13,661.5652	206.0745	37,468.0647	Cargo Fijo		6.7000	6.70
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,269.3325	2,297.2703	27.9378	5,079.6005	Cargo por Reparación y Mantenimiento			15.83
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	11,386.1582	11,564.2949	178.1367	32,388.4941	Energía Activa (S/ 0.2060 x 37468 Kwh)	37468.0947	0.2060	7718.43
Energía Reactiva (kVarn)	8,037.4048	8,097.0459	59.6411	10,843.8374	Pot. Uso Redes Distrib.FP	128.8182	12.3100	1585.75
Potencia Hora Punta (kW)	0.4188	0.4594	0.4594	83.5273	Pot. Activa Generación FP	120.4727	26.4200	3182.89
Potencia Fuera Punta (kW)	0.6974	0.6626	0.6626	120.4727	Alumbrado Publico (Alicuota : S/ 0.3961)			594.15
<b>Factor Calificación : 0.3514</b>	<b>Fac.Medic. 181.8182</b>				SUB TOTAL			13103.75
					Imp. Gral. a las Ventas			2358.68
					Saldo por redondeo	1,0000	0.0400	0.04
					C. Interrupción. Rechazo de carga	1,0000	-9.1379	-9.14
					Diferencia de redondeo		0.0400	0.04
					Aporte Ley Nro. 28749 0.0084	37468.0947	0.0084	314.73
<b>TOTAL RECIBO DE ABRIL-2019</b>								<b>15768.10</b>

TOTAL a Pagar incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 456.09

**Importe 2 Últimos Meses Facturados**  
Feb - 2019 S/ 16853.90    Mar - 2019 S/ 16341.30

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS													
	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
EAFP kWh	3035	2843	2855	3154	3115	2547	2814	2803	2558	3376	3578	3495	3298
EAFP kWh	1171	585	541	535	537	377	484	430	412	517	586	494	505
PPF kW	101.827	138.436	92.927	96.943	130.184	101.527	94.634	96.105	115.000	125.379	130.894	125.800	120.4727
PHP kW	90.303	54.109	84.8182	77.034	83.1182	65.175	85.854	81.634	57.489	84.404	85.303	71.145	83.5273

**Emisión** 06/05/2019

**Vencimiento** 23/05/2019

**TOTAL** S/\*\*\*\*\*15,768.10

Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR

Son: QUINCE MIL SETECIENTOS SESENTA Y OCHO Y 10/100 SOLES  
(\*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Abril-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I. Art. 4, Inciso 6.1.d.

Oficina de Atención al Cliente

Of. Illimo	: Ca. Real N° 484
Of. Oimpos	: Av. Santo Domingo N° 504
Of. Pomalca	: Av. San Martín N° 271
Of. Chongoyape	: Ca. Santa Catalina N° 1152

R.U.C. 20103117560  
**Facturación: Abril-2019**  
SAN ROQUE S.A.  
Suministro 26438621  
Dirección Carr. PANAMERICANA NORTE Km.  
Ruta 1324-10222-1060  
Emisión 06/05/2019  
Vencimiento 23/05/2019

Recibo N° 258-89355146  
Lambayeque/Lambayeque  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*15,768.10**

Anexo E. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de mayo del año 2019.

Recibo N° 258-89480105

Lambayeque/Lambayeque

Recibo por Consumo del 01/05/2019 al 31/05/2019



EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DEL NORTE S.A.  
San Martín N° 250 - Chiclayo  
R.U.C. 20103117560

Mayo-2019

CÓDIGO 26438621

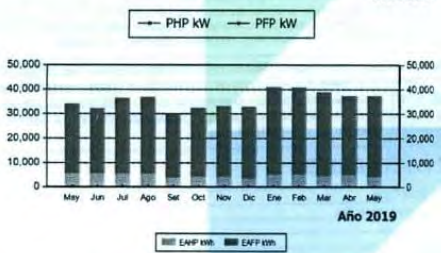
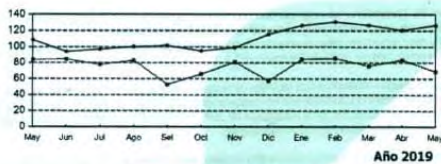
Cliente	SAN ROQUE S.A.		
R.U.C.	20103342091		
Dirección	Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE		
Referencia			
Ruta	1324-10222-1060		
Tarifa	MT4	Serie Medidor	000000013443629 - Electrón.
Medición	Media Tension	N° Hilos Medidor	3
Tensión y SED	10 kV / E-202893	Modalidad	Potencia Variable
Sist. Eléctrico	S201 Chiclayo (ST2)	Inicio Contrato	12/09/2011
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C5.2)	Termino Contrato	11/09/2019

Promedio Máxima Demanda	Potencia Contratada		
128.8182	180.0000		
Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta	130

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energía Activa Total (kWh)	13,861.5652	14,067.6541	206.0889	37,470.7128
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,297.2703	2,321.9705	24.7002	4,490.9459
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	11,564.2949	11,745.6836	181.3887	32,979.7669
Energía Reactiva (kVarh)	8,097.0459	8,154.6606	57.6147	10,475.4010
Potencia Hora Punta (kW)	0.4594	0.3804	0.3804	69.1636
Potencia Fuera Punta (kW)	0.6626	0.6970	0.6970	126.7273

Factor Calificación : 0.2726

Fac.Medic. 181.8182



Importe 2 Últimos Meses Facturados
Mar - 2019 S/ 16341.30
Abr - 2019 S/ 15768.10

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May
EAFP kWh	26431	26895	31154	31518	29047	28184	28809	29395	35795	35076	34285	32988	32990
EAFP kWh	5685	5421	5300	5379	3727	4308	4332	3612	5187	5286	4854	5000	4451
PFP kW	108.4364	93.9273	98.9485	100.1818	101.5273	84.8364	95.1636	115.8000	126.3273	130.8364	126.8000	120.4727	126.7273
PFP kW	84.1091	84.6182	77.6264	83.0182	83.1273	85.8546	80.8364	87.4609	84.4364	85.9268	76.1485	83.5273	85.1636

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Cargo Fijo		6.7000	6.70
Cargo por Reparación y Mantenimiento			15.83
Energía Activa (S/ 0.2154 x 37471 Kwh)	37470.7128	0.2154	8071.19
Pot. Uso Redes Distrib. FP	128.8182	12.5200	1612.80
Pot. Activa Generación FP	126.7273	26.5900	3369.68
AlumbradoPublico (Alicuota : S/ 0.4158)			623.70
SUB TOTAL			13699.90
Imp. Gral. a las Ventas			2465.98
Saldo por redondeo	1.0000	-0.0400	-0.04
Diferencia de redondeo		0.0100	0.01
Aporte Ley Nro. 28749	0.0084	37470.7128	314.75
<b>TOTAL RECIBO DE MAYO-2019</b>			<b>16480.60</b>

Total a Pagar incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 478.45

Emisión	06/06/2019	Vencimiento	24/06/2019	TOTAL	S/*****16,480.60
---------	------------	-------------	------------	-------	------------------

Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR

Son : DIECISEIS MIL CUATROCIENTOS OCHENTA Y 60/100 SOLES  
(\* El Importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Mayo-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I Art. 4, Inciso 6.1.d.

Por tu SEGURIDAD...  
**DENUNCIA** el robo de luz  
WhatsApp 982096595 (Confidencial)

Ensa R.U.C. 20103117560  
Facturación: **Mayo-2019**  
SAN ROQUE S.A.  
Suministro 26438621  
Dirección Carr. PANAMERICANA NORTE Km.  
Ruta 1324-10222-1060  
Emisión 06/06/2019  
Vencimiento 24/06/2019

Recibo N° 258-89480105  
Lambayeque/Lambayeque  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*16,480.60**



**Anexo F. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de junio del año 2019.**

**Recibo N° 258-89607482**  
Lambayeque/Lambayeque

Recibo por Consumo del 01/06/2019 al 30/06/2019

Cliente	SAN ROQUE S.A.		
R.U.C.	20103342091		
Dirección	Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE - Lambayeque,		
Referencia			
Ruta	1324-10222-1060		
Tarifa	MT4	Serie Medidor	000000013443629 - Electrón.
Medición	Media Tension	N° Hilos Medidor	3
Tensión y SED	10 kV / E-202893	Modalidad	Potencia Variable
Sist. Eléctrico	S201 Chiclayo (ST2)	Inicio Contrato	12/09/2011
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C5.2)	Termino Contrato	11/09/2019

**Junio-2019**

**CÓDIGO 26438621**

Promedio Máxima Demanda	Potencia Contratada
128.8182	180.0000

Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta	120
--------------	----------------	-------------	-----

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	14,067.6541	14,236.0691	168.4150	30,620.9122	Cargo Fijo		6.7000	6.70
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,321.9705	2,342.2058	20.2353	3,679.1458	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			15.83
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	11,745.6836	11,893.8633	148.1797	26,941.7663	Energía Activa	30620.9122	0.2154	6595.74
Energía Reactiva (kVarh)	8,154.6606	8,202.6875	48.0269	8,732.1645	Pot. Uso Redes Distrib. FP	128.8182	12.5200	1612.80
Potencia Hora Punta (kW)	0.3804	0.3690	0.3690	67.0909	Pot. Activa Generación FP	103.0909	26.5900	2741.19
Potencia Fuera Punta (kW)	0.6970	0.5670	0.5670	103.0909	Alumbrado Público ( Alícuota : S/ 0.4069)			610.35
<b>Factor Calificación : 0.2974</b>						<b>Fac.Medic. 181.8182</b>		
						<b>SUB TOTAL</b>		<b>11582.61</b>
						Imp. Gral. a las Ventas		2084.87
						Saldo por redondeo		-0.01
						Redondeo		0.01
						Aporte Ley Nro. 28749		257.22
						<b>TOTAL RECIBO DE JUNIO-2019</b>		<b>13924.70</b>
						Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 401.41		

Año 2019

Año 2019

Importe 2 Últimos Meses Facturados  
Abr - 2019 S/ 15768.10    May - 2019 S/ 16480.80

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
EAFP kWh	26895	31154	31518	26047	29184	28900	29365	35795	35576	34265	32388	32990	26942
EAFP kWh	5421	5390	5378	3727	4388	4332	3612	5187	5285	4584	5080	4491	3679
PFP kW	93.9273	96.8455	100.1819	101.5273	94.8354	99.1636	115.6000	126.3273	130.8364	126.2000	120.4727	128.7223	103.0909
PFP kW	84.6182	77.6364	80.0192	53.1273	65.8546	80.8364	57.4909	84.4384	85.9636	76.1455	83.5273	69.1636	67.0909

<b>Emisión</b> 06/07/2019	<b>Vencimiento</b> 23/07/2019	<b>TOTAL S/*****13,924.70</b>
---------------------------	-------------------------------	-------------------------------

Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR

Son : TRECE MIL NOVECIENTOS VEINTICUATRO Y 70/100 SOLES  
(\* El Importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Junio-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1.d.

Si realiza el pago via transferencia bancaria debe enviar un correo a: [pagosensa@distriluz.com.pe](mailto:pagosensa@distriluz.com.pe)  
Revise el estado de cuenta de su recibo en: <http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.aspx?empresa=2>

**Facturación: Junio-2019**

SAN ROQUE S.A.  
Suministro Ensa 26438621

Dirección Carr. PANAMERICANA NORTE Km.  
Ruta 1324-10222-1060

Emisión 06/07/2019  
Vencimiento 23/07/2019

Recibo N° 258-89607482  
Lambayeque/Lambayeque


**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*13,924.70**

Anexo G. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de julio del año 2019.

**Recibo N° 258-89732509**  
Lambayeque/Lambayeque

Recibo por Consumo del 01/07/2019 al 31/07/2019

Cliente: **SAN ROQUE S.A.**  
R.U.C.: **20103342091**  
Dirección: **Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE**  
Referencia:  
Ruta: **1324-10222-1060**  
Tarifa: **MT4** Serie Medidor: 000000013443629 - Electrón  
Medición: Media Tension Nº Hilos Medidor: 3  
Tensión y SED: 10 kV / E-202893 Modalidad: Potencia Variable  
Sist. Eléctrico: S201 Chiclayo (ST2) Inicio Contrato: 12/09/2011  
Tipo Suministro: Trifásica-Aérea(C5.2) Termino Contrato: 11/09/2019



**Julio-2019**

**CÓDIGO 26438621**

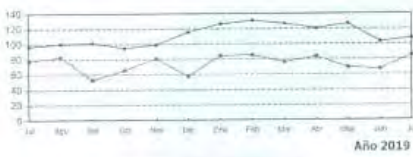

Promedio Máxima Demanda: 128.8182    Potencia Contratada: 180.0000

Calificación: Fuera de Punta    Horas Punta: 130

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total		
Energía Activa Total (kWh)	14,236.0691	14,451.1880	215.1189	39,112.5312	Cargo Fijo		6.7000	6.70		
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,342.2058	2,373.0132	30.8074	5,601.3460	Cargo por Reparación y Mantenimiento			15.83		
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	11,893.8633	12,078.1748	184.3115	33,511.1852	Energía Activa (S/ 0.2154 x 39113 kWh)	39112.5312	0.2154	8424.84		
Energía Reactiva (kVArh)	8,202.6875	8,261.2266	58.5391	10,643.4738	Pot. Uso Redes Distrib.FP.		12.5200	1612.80		
Potencia Hora Punta (kW)	0.3650	0.4706	0.4706	85.5636	Pot. Activa Generación FP	107.5273	26.7800	2879.58		
Potencia Fuera Punta (kW)	0.5670	0.5914	0.5914	107.5273	Alumbrado Público (Alicuota: S/ 0.4021)			603.15		
<b>Factor Calificación: 0.4007    Fac.Medic: 181.8182</b>						Ajuste Tarifario	1.0000	-4.6000	-4.60	
						SUB TOTAL			13538.30	
						Imp. Gral. a las Ventas	1.0000	-0.0100	-0.01	
						Saldo por redondeo		-0.0300	-0.03	
						Diferencia de redondeo		-0.0300	-0.03	
						Aporte Ley Nro. 28749	0.0084	39112.5312	0.0084	328.65
						<b>TOTAL RECIBO DE JULIO-2019</b>			<b>16303.70</b>	
						Total a Pagar Incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 473.87				

Importe 2 Últimos Meses Facturados  
May - 2019 S/ 16430.60    Jun - 2019 S/ 13924.70

HISTÓRICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Jul	Ag	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul
EXP kWh	1174	1214	2642	3414	2985	2500	2780	2673	3425	2188	1580	3642	2811
CAPI kWh	530	522	375	436	433	212	513	598	434	582	443	607	569
PPF kW	0.3650	0.2100	0.1570	0.2380	0.1148	0.1000	0.1600	0.1500	0.1600	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500
PHP kW	77.64	12.210	11.170	16.534	10.529	5.740	11.464	10.564	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140

**Emisión 06/08/2019    Vencimiento 23/08/2019**


**TOTAL S/\*\*\*\*\*16,303.70**

Su AMT es : A2025 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR

Son DIECISEIS MIL TRESCIENTOS TRES Y 70/100 SOLES  
(\*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Julio-2019 Comprobante emitido según RS-067-99 SUNAT Cap. I Art. 4, Inciso 5.1.d

Si realiza el pago vía transferencia bancaria debe enviar un correo a: [pagosensa@distriluz.com.pe](mailto:pagosensa@distriluz.com.pe) Revise el estado de cuenta de su recibo en: <http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.asp?x?empresa=2>




**Facturación: Julio-2019**  
S.A. S. 20103317960

Suministro: 26438621  
Dirección: Carr. PANAMERICANA NORTE Km.  
Ruta: 1324-10222-1060  
Emisión: 06/08/2019  
Vencimiento: 23/08/2019

Recibo N° 258-89732509  
Lambayeque/Lambayeque

**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*16,303.70**



385

**Anexo H. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de agosto del año 2019.**

**Recibo N° 258-89857332**  
Lambayeque/Lambayeque

Recibo por Consumo del 01/08/2019 al 31/08/2019

Cliente: **SAN ROQUE S.A.**  
R.U.C.: **20103342091**  
Dirección: **Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE - Lambayeque,**  
Referencia:  
Ruta: **1324-10222-1060**  
Tarifa: **MT4**  
Medición: **Media Tension**  
Tensión y SED: **10 kV / E-202893**  
Sist. Eléctrico: **S201 Chiclayo (ST2)**  
Tipo Suministro: **Trifásica-Aérea(C.5.2)**

**Agosto-2019**

**CÓDIGO 26438621**

Medición	Media Tension	Serie Medidor	00000013443629 - Electrón.
Tensión y SED	10 kV / E-202893	N° Hilos Medidor	3
Sist. Eléctrico	S201 Chiclayo (ST2)	Modalidad	Potencia Variable
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C.5.2)	Inicio Contrato	12/09/2011
		Termino Contrato	11/09/2020

Promedio Máxima Demanda	126.7637	Potencia Contratada	180.0000
Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta	130

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	14,451.1860	14,823.6001	172.4121	31,347.6577	Cargo Fijo		6.7000	6.70
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,373.0132	2,395.2505	22.2373	4,043.1459	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			15.83
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	12,078.1748	12,228.3496	150.1748	27,304.5118	Energía Activa	31347.6577	0.2103	6592.41
Energía Reactiva (kVarh)	8,201.2266	8,309.0605	47.8339	8,897.0736	Pot. Uso Redes Distrib. FP	126.7637	12.5200	1587.08
Potencia Hora Punta (kW)	0.4706	0.4290	0.4260	77.4549	Pot. Activa Generación FP	99.7455	26.0200	2595.38
Potencia Fuera Punta (kW)	0.5914	0.5486	0.5486	99.7455	Alumbrado Público (Alcaldía - S/ 0.4268)			840.20
Factor Calificación : 0.3118	Fac.Medic. 181.8182				SUB TOTAL			11437.60
					Imp. Gral. a las Ventas	1.0000	0.0300	0.03
					Saldo por redondeo		-0.0200	-0.02
					Redondeo			-0.02
					Aporte Lay Nro: 28749	31347.6577	0.0084	263.32
					<b>TOTAL RECIBO DE AGOSTO-2019</b>			<b>13759.70</b>
					Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 397.83			

Año 2019

Año 2019

Importe 2 Última Masa Facturativa  
Jul - 2018 S/ 13924.70      Jul - 2019 S/ 10303.70

**HISTÓRICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS**

	Apr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago
EAPF kWh	1114	984	1114	983	989	979	1071	943	1039	1046	994	1071	979	984	1071	979	979
EAPF kVarh	379	371	388	352	377	375	388	431	388	441	429	401	401	401	401	401	401
PPH kW	05.535	05.522	04.288	05.848	05.888	06.270	05.888	06.688	06.472	05.773	05.782	07.227	06.745	06.535	06.535	06.535	06.745
PFP kW	03.042	02.075	02.841	03.684	02.848	03.444	03.444	03.444	03.444	03.444	03.444	03.444	03.444	03.444	03.444	03.444	03.444

**Emisión 06/09/2019**

**Vencimiento 23/09/2019**

**TOTAL S/\*\*\*\*\*13,759.70**

Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR

Son TRECE MIL SETECIENTOS CINCUENTA Y NUEVE Y 70/100 SOLES

(\*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Agosto-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1.d

Si realiza el pago vía transferencia bancaria debe enviar un correo a [pagosensa@distriluz.com.pe](mailto:pagosensa@distriluz.com.pe) Revise el estado de cuenta de su recibo en:  
<http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.asp>  
x?empresa=2

Facturación: **Agosto-2019**  
SAN ROQUE S.A.  
Suministro: 26438621  
Dirección: Carr. PANAMERICANA NORTE Km.  
Ruta: 1324-10222-1060  
Emisión: 06/09/2019

Recibo N°: 258-89857332  
Lambayeque/Lambayeque  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*13,759.70**

Anexo I. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de setiembre del año 2019.

**Recibo N° 258-89982048**  
Lambayeque/Lambayeque

Recibo por Consumo del 01/09/2019 al 30/09/2019

Cliente: **SAN ROQUE S.A.**  
R.U.C.: 20103342091  
Dirección: Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE  
Referencia: 1324-10222-1060

Ruta: 1324-10222-1060  
Tarifa: MT4 Serie Medidor: 000000013443629 - Electrón.  
Medición: Media Tension N° Hilos Medidor: 3  
Tensión y SED: 10 kV / E-202893 Modalidad: Potencia Variable  
Sist. Eléctrico: S201 Chiclayo (ST2) Inicio Contrato: 12/09/2011  
Tipo Suministro: Trifásica-Aérea(C5.2) Termino Contrato: 11/09/2020



**Setiembre-2019**

**CÓDIGO 26438621**

Promedio	Máxima Demanda	Potencia Contratada
123.6000	180.0000	
Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta
		125

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	14,623.6001	14,779.4319	155.8318	28,333.0574	Cargo Fijo		6.7450	6.75
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,395.2605	2,415.0217	19.7712	3,594.7640	Cargo por Reposición y Mantenimiento			17.20
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	12,228.3496	12,364.4102	136.0606	24,738.2934	Energía Activa (S/ 0.2097 x 28333 Kwh)	28333.0574	0.2097	5941.44
Energía Reactiva (kVarh)	8,309.0605	8,355.5889	46.5284	8,459.7099	Pot.Liso Redes Distrib.FP	123.6000	12.5800	1554.89
Potencia Hora Punta (kW)	0.4260	0.3274	0.3274	59.5273	Pot. Activa Generación FP	96.2182	25.9400	2495.90
Potencia Fuera Punta (kW)	0.5486	0.5292	0.5292	96.2182	Alumbrado Público (Alicuota : S/ 0.3640)			480.00
Factor Calificación : 0.2989	Fac.Medic. 167.8182				SUB TOTAL			10496.18
					Imp. Grat. a las Ventas			1889.31
					Saldo por redondeo	1.0000	0.0200	0.02
					Diferencia de redondeo			-0.01
					Aporte Ley Nro. 28749	0.0084	-0.0084	-0.01
								238.00
					<b>TOTAL RECIBO DE SETIEMBRE-2019</b>			<b>12623.50</b>
					Total a Pagar incluye Aporte FOSE(Ley N°27610) S/ 365.44			



Año 2019

Legend: PHP kW (Peak Demand), PFP kW (Average Demand)



Año 2019

Legend: Consumo kWh (Consumption), Demanda kW (Demand)

Importe 2 Últimas Meses Facturables

Jul - 2019 S/ 16303.70      Ago - 2019 S/ 13759.70

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Jul	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set
Energía kWh	2967	2919	3008	3882	1079	6279	9163	5288	2746	3892	2231	2700	5878
Consumo kWh	1751	1498	4102	3612	5187	2298	4894	3881	1461	3679	9811	4642	1501
PFP kW	11.6271	16.0269	19.1938	19.3373	13.1284	18.4892	12.4727	12.1275	122.8889	127.1271	36.7453	16.2192	
PHP kW	13.1271	16.8819	18.8284	17.4969	16.8284	15.5828	15.1422	12.3271	16.1428	17.2288	15.3026	17.4946	13.2171

<b>Emisión</b>	05/10/2019	<b>Vencimiento</b>	23/10/2019	<b>TOTAL</b>	<b>S/*****12,623.50</b>
----------------	------------	--------------------	------------	--------------	-------------------------

Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR

Son : DOCE MIL SEISCIENTOS VEINTITRES Y 50/100 SOLES  
(\* El Importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Setiembre-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1.d.)

Paga tu recibo sin pagos de comisiones:  
Banco de Crédito en Agentes y Web - Banco Continental por Web  
Electronorte no se responsabiliza por pagos en otros medios no autorizados



**Facturación: Setiembre-2019**  
SAN ROQUE S.A.  
Suministro: 26438621  
Dirección: Carr. PANAMERICANA NORTE Km.  
Ruta: 1324-10222-1060  
Emisión: 05/10/2019  
Vencimiento: 23/10/2019

Recibo N° 258-89982048  
Lambayeque/Lambayeque  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*12,623.50**




Anexo J. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de octubre del año 2019.

**Recibo N° 258-90107487**  
Lambayeque/Lambayeque

Recibo por Consumo del 01/10/2019 al 31/10/2019

Cliente: **SAN ROQUE S.A.**  
R.U.C.: 20103342091  
Dirección: Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE  
Referencia: Ruta 1324-10222-1060

Tarifa: **MT4** Serie Medidor: 000000013443629 - Electrón.  
Medición: Media Tension N° Hilos Medidor: 3  
Tensión y SED: 10 kV / E-202893 Modalidad: Potencia Variable  
Sist. Eléctrico: S201 Chiclayo (ST2) Inicio Contrato: 12/09/2011  
Tipo Suministro: Trifásica-Aérea(C5.2) Término Contrato: 11/09/2020



Octubre-2019

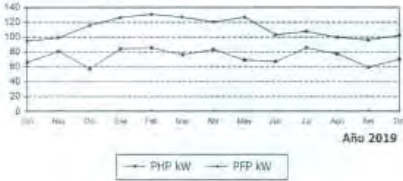

**CÓDIGO 26438621**

Promedio Máxima Demanda: 117.1273  
Potencia Contratada: 180.0000

Calificación: Fuera de Punto HorasPunta: 130

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total	
Energía Activa Total (kWh)	14,779.4315	14,961.4724	182.0405	33,096.2760	Cargo Fijo		6.7500	6.75	
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,415.0217	2,439.0007	23.9790	4,359.8186	Cargo por Reposición y Mantenimiento			17.18	
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	12,364.4102	12,522.4717	158.0615	28,736.4574	Energía Activa (S/ 0.2190 x 33096 Kwh)	33096.2760	0.2190	7248.52	
Energía Reactiva (kVArh)	6,355.5859	8,413.9473	2,058.3614	10,610.6192	Energía Reactiva	681.1364	0.0438	29.83	
Potencia Hora Punta (kW)	0.3274	0.3872	0.3872	70.4000	Pot. Uso Redes Distrib.FP	117.1273	12.5700	1472.28	
Potencia Fuera Punta (kW)	0.5292	0.5630	0.5630	102.3636	Pot. Activa Generación FP	102.3636	26.4600	2708.54	
Factor Calificación: 0.9276					Alumbrado Público (Alícuota S/ 0.3484)				522.60
Fec.Medic.: 181.8182					SUB TOTAL				12005.71
					Imp. Graf. a las Ventas				2161.03
					Saldo por redondeo		1.0000	0.0100	0.01
					C. Interrupción, Rechazo de carga		1.0000	-12.6763	-12.68
					Aporte Ley Nro. 28749		0.0084	0.0084	278.02
					<b>TOTAL RECIBO DE OCTUBRE-2019</b>				<b>14432.10</b>

Total a Pagar incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 421.58

Importe 2 Últimos Meses Facturados:  
Ago - 2019 S/ 13759.70    Set - 2019 S/ 12823.50

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Dic	Nov	Oct	Set	Ago	Jul	Jun	May	Abr	Mar	Feb	Ene
Energía Activa	3596	2890	2960	2716	3254	3236	3286	3942	3811	2768	3018	3378
Carga Reactiva	436	432	612	110	108	426	390	481	571	581	321	358
Pot. Hora Punta	0.4354	0.4108	0.5489	0.3273	0.4259	0.4472	0.5773	0.5889	0.7273	0.7400	0.2192	0.2833
Pot. Fuera Punta	0.5294	0.5281	0.4839	0.4256	0.5636	0.5140	0.5273	0.5165	0.5825	0.5304	0.2192	0.4400

**Emisión** 06/11/2019    **Vencimiento** 22/11/2019

Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR


**TOTAL** S/\*\*\*\*\*14,432.10

Son: CATORCE MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y DOS Y 10/100 SOLES  
(\*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Octubre-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I Art. 4 Inscrito 6.1.e

Si realiza el pago via transferencia bancaria debe enviar un correo a: pagosensa@distrluz.com.pe Revise el estado de cuenta de su recibo en:  
<http://www.distrluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.asp>  
x?empresa=2

Facturación: **Octubre-2019**  
SAN ROQUE S.A.  
Suministro: 26438621  
Dirección: Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent Lambayeque  
Ruta: 1324-10222-1060  
Emisión: 06/11/2019  
Vencimiento: 22/11/2019

Recibo N° 258-90107487  
Lambayeque/Lambayeque  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*14,432.10**



Anexo K. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de noviembre del año 2019.

**Recibo N° 258-90233355**  
Lambayeque/Lambayeque

Recibo por Consumo del 01/11/2019 al 30/11/2019

Cliente	SAN ROQUE S.A.		
R.U.C.	20103342091		
Dirección	Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE - Lambayeque,		
Referencia			
Ruta	1324-10222-1060		
Tarifa	MT4	Serie Medidor	00000013443629 - Electrón.
Medición	Media Tension	N° Hilos Medidor	3
Tensión y SED	10 kV / E-202893	Modalidad	Potencia Variable
Sist. Eléctrico	S201 Chiclayo (ST2)	Inicio Contrato	12/09/2011
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C5.2)	Termino Contrato	11/09/2020

**Noviembre-2019**

**CÓDIGO 26438621**

Promedio Máxima Demanda	Potencia Contratada
105.3091	180.0000

Calificación	Fuera de Punta	Horas Punta	125
--------------	----------------	-------------	-----

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	14,961.4724	15,153.2629	191.7905	34,871.0035	Cargo Fijo		10.8200	10.82
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,439.0007	2,465.5198	26.5191	4,821.6550	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			17.21
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	12,522.4717	12,687.7432	165.2715	30,049.3666	Energía Activa	34871.0035	0.2293	7995.92
Energía Reactiva (kVarh)	8,413.9473	8,474.3828	60.4355	10,988.2738	Energía Reactiva	526.9728	0.0432	22.77
Potencia Hora Punta (kW)	0.3872	0.4538	0.4538	82.5091	Pot. Uso Redes Distrib. FP	105.3091	14.5100	1528.04
Potencia Fuera Punta (kW)	0.5630	0.5634	0.5634	102.4364	Pot. Activa Generación FP	102.4364	33.4100	3422.40
<b>Factor Calificación : 0.3766      Fac.Medic. 181.8182</b>					Alumbrado Público ( Alicuota : S/ 0.3012)			451.80
					Regularización costo por reposición y mantenimiento	1.0000	0.1600	0.16
					<b>SUB TOTAL</b>			<b>13449.12</b>
					Imp. Gral. a las Ventas			2420.84
					Redondeo		0.0200	0.02
					Aporte Ley Nro.28749	34871.0035	0.0084	292.92
					<b>TOTAL RECIBO DE NOVIEMBRE-2019</b>			<b>16162.90</b>
					Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 475.97			

Año 2019

Año 2019

Importe 2 Últimos Meses Facturados:  
Set- 2019 S/ 12923.50      Oct- 2019 S/ 14432.10

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS													
	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov
EAFP kWh	28909	29065	35795	35576	34265	32398	32990	26942	30511	27905	24738	28738	30049
EAFP kW	4392	3612	5197	5286	4694	5090	4491	3679	5801	4043	3595	4360	4922
FPF kW	99.1606	115.6000	126.3273	130.8394	126.9000	120.4727	126.7273	103.0909	107.5273	99.7455	96.2192	102.3606	102.4364
PHP kW	80.8364	57.4909	84.4364	85.5636	76.1455	83.5273	69.1636	67.0909	85.9636	77.4546	59.5273	70.4000	82.5091

<b>Emisión</b> 06/12/2019	<b>Vencimiento</b> 23/12/2019	<b>TOTAL S/*****16,162.90</b>
---------------------------	-------------------------------	-------------------------------

Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR

Son : DIECISEIS MIL CIENTO SESENTA Y DOS Y 90/100 SOLES  
 (\*) El Importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Noviembre-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I. Art. 4, Inciso 6.1.d.



Si realiza el pago via transferencia bancaria debe enviar un correo a: [pagosensa@distriluz.com.pe](mailto:pagosensa@distriluz.com.pe)  
 Revise el estado de cuenta de su recibo en:  
<http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.aspx?empresa=2>

**Facturación: Noviembre-2019**

SAN ROQUE S.A.  
 Suministro Ensa 26438621  
 Dirección Carr. PANAMERICANA NORTE Km.  
 Ruta 1324-10222-1060  
 Emisión 06/12/2019  
 Vencimiento 23/12/2019

Recibo N° 258-90233355  
 Lambayeque/Lambayeque  
**TOTAL A PAGAR S/ \*\*\*\*\*16,162.90**

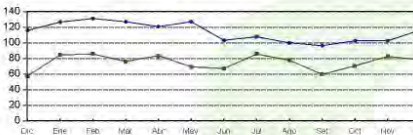
## Anexo L. Recibo eléctrico del usuario San Roque del mes de diciembre del año 2019.

<b>Recibo N° 258-90359844</b> Lambayeque/Lambayeque				 <b>Ensa</b>			
Recibo por Consumo del 01/12/2019 al 31/12/2019				 <b>Diciembre-2019</b>			
Cliente	<b>SAN ROQUE S.A.</b>			<b>CÓDIGO 26438621</b>			
R.U.C.	<b>20103342091</b>			<b>Promedio Máxima Demanda</b>			
Dirección	<b>Carr. PANAMERICANA NORTE Km. 00780 Cent LAMBAYEQUE - Lambayeque,</b>			<b>Potencia Contratada</b>			
Referencia				111.8182			
Ruta	<b>1324-10222-1060</b>			180.0000			
Tarifa	<b>MT4</b>	Serie Medidor	00000013443629 - Electrón.				
Medición	Media Tension	N° Hilos Medidor	3				
Tensión y SED	10 kV / E-202893	Modalidad	Potencia Variable				
Sist. Eléctrico	S201 Chiclayo (ST2)	Inicio Contrato	12/09/2011				
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C5.2)	Termino Contrato	11/09/2020				
				<b>Calificación</b>	Fuera de Punta	Horas Punta	125

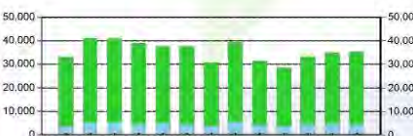
Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	15,153.2629	15,346.6870	193.4241	35,168.0217	Cargo Fijo		10.8200	10.82
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2,465.5198	2,490.2993	24.7795	4,505.3641	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			17.20
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	12,687.7432	12,856.3877	168.6445	30,662.6394	Energía Activa	35168.0217	0.2301	8092.16
Energía Reactiva (kVarh)	8,474.3828	8,531.6318	57.2490	10,408.9101	Pot. Uso Redes Distrib. FP	111.8182	14.5000	1621.36
Potencia Hora Punta (kW)	0.4538	0.4294	0.4294	78.0727	Pot. Activa Generación FP	116.1091	33.5400	3894.30
Potencia Fuera Punta (kW)	0.5634	0.6386	0.6386	116.1091	Alumbrado Público (Alicuota : S/ 0.1987)			298.05
<b>Factor Calificación : 0.3104</b>					<b>SUB TOTAL</b>			
<b>Fac.Medic. 181.8182</b>					13933.89			
					Imp. Gral. a las Ventas			
					Saldo por redondeo			
					Redondeo			
					Aporte Ley Nro. 28749			
					<b>TOTAL RECIBO DE DICIEMBRE-2019</b>			
					Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 497.88			
					<b>16737.40</b>			



**Año 2019**

PHP KW PFP KW



**Año 2019**

EAFP kWh EAFP kWh

Importe 2 últimos Meses Facturados  
Oct - 2019 S/ 14432.10    Nov - 2019 S/ 18162.90

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS													
	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
EAFP kWh	29305	32795	35576	34265	32389	32990	26942	33511	27305	24738	29738	30049	30663
EAFP kWh	3612	5187	8286	4984	5090	4491	3579	5601	4043	3585	4350	4822	4505
PFP kW	115.6000	126.3273	130.8984	126.8000	120.4727	126.7273	103.0909	107.5273	99.7455	96.2182	102.3636	102.4364	116.1091
PFP kW	57.4909	84.4364	85.3636	76.1455	83.5273	69.1636	67.0909	85.5636	77.4545	59.5273	70.4000	82.5991	79.0727

<b>Emisión</b>	<b>06/01/2020</b>	<b>Vencimiento</b>	<b>23/01/2020</b>	<b>TOTAL</b>	<b>S/*****16,737.40</b>
----------------	-------------------	--------------------	-------------------	--------------	-------------------------

**Su AMT es : A2026 - LS101 de SE de Potencia : LAMBAYEQUE SUR**

Son : DIECISEIS MIL SETECIENTOS TREINTA Y SIETE Y 40/100 SOLES  
(\* El Importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Diciembre-2019 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I Art 4, Inciso 6.1.d.

Si realiza el pago via transferencia bancaria debe enviar un correo a: [pagosensa@distriluz.com.pe](mailto:pagosensa@distriluz.com.pe)  
Revise el estado de cuenta de su recibo en:  
<http://www.distriluz.com.pe/ConsultaRecibos/ConsultaRecibo.aspx?empresa=2>

<b>Facturación: Diciembre-2019</b>	Recibo N°	258-90359844
SAN ROQUE S.A.	Lambayeque/Lambayeque	
Suministro Ensa 26438621	<b>TOTAL A PAGAR</b>	<b>S/ *****16,737.40</b>
Dirección Carr. PANAMERICANA NORTE Km.		
Ruta 1324-10222-1060		
Emisión 06/01/2020		
Vencimiento 23/01/2020		

