

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



Efecto de la tarifa prepago BT7 en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW. Casos de aplicación

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

Autoras :

Bach. Aguilar Neciosup, Jois Samanta
Bach. Diaz Justiniano, Karen Evelyn

Asesor :

Mg. Guevara Chinchayán, Robert Fabian
DNI 32788460
Código ORCID: 0000-0002-3579-3771

Nuevo Chimbote-Perú

2023

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA

“Efecto de la tarifa prepago BT7 en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW. Casos de aplicación”

Autoras :

Bach. Aguilar Neciosup, Jois Samanta
Bach. Diaz Justiniano, Karen Evelyn

Mg. Guevara Chinchayán, Robert Fabian
Asesor
DNI 32788460
Código ORCID: 0000-0002-3579-3771



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA E.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA

ACTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO

El presente jurado evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al reglamento General para obtener el grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D N°492-2017-CU-R-UNS); titulado:

“Efecto de la tarifa prepago BT7 en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW. Casos de aplicación”


Autoras:

Bach. Aguilar Neciosup, Jois Samanta
Bach. Díaz Justiniano, Karen Evelyn

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador.


.....
Mg. Benites Villegas, Héctor Domingo
Presidente
Código ORCID: 0000-0002-8809-6371
DNI 17821639


.....
Mg. Guevara Chinchayán, Robert Fabian
DNI 32788460
Código ORCID: 0000-0002- 3579-3771


.....
Mg. Pérez Pinedo, Oscar Fernando
DNI 32739412
Código ORCID: 0000-0002-5780-6115

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los 14 día del mes de setiembre del año dos mil veintitrés, siendo las 11:00 de la mañana, se reunieron en el aula E3 de la EPIE, el Jurado Evaluador designado mediante T/ Resolución N°523-2023-UNS-CFI de fecha 23.08.2023, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. Héctor Domingo Benites Villegas Presidente
- Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán Secretario
- Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo Integrante

Y según la T/Resolución Decanal N°633-2023-UNS-FI de fecha 06.09.23, se declara expedito a los bachiller para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "EFECTO DE LA TARIFA PREGRADO BT7 EN LOS COSTOS DE FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA EN CONSUMIDORES CON POTENCIA DE HASTA 20 KW. CASOS DE APLICACIÓN", perteneciente a las bachilleres: AGUILAR NECIOSUP JOIS SAMANTA con código de matrícula N° 0201511004 y DÍAZ JUSTINIANO KAREN EVELYN con código de matrícula N°0201511016, teniendo como asesor al docente Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán, según Resolución Decanal N° 841-2022-UNS-FI de fecha 30.12.2022.

Terminada la sustentación del Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 71* del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
DÍAZ JUSTINIANO KAREN EVELYN	DIECISIETE (17)	BUENO

Siendo las 12:00 del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Héctor Domingo Benites Villegas
PRESIDENTE


Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo
INTEGRANTE


Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán
SECRETARIO

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los 14 día del mes de setiembre del año dos mil veintitrés, siendo las 11:00 de la mañana, se reunieron en el aula E3 de la EPIE, el Jurado Evaluador designado mediante T/ Resolución N°523-2023-UNS-CFI de fecha 23.08.2023, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. Héctor Domingo Benites Villegas Presidente
- Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán Secretario
- Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo Integrante

Y según la T/Resolución Decanal N°633-2023-UNS-FI de fecha 06.09.23, se declara expedido a los bachiller para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: **"EFECTO DE LA TARIFA PREGRADO BT7 EN LOS COSTOS DE FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA EN CONSUMIDORES CON POTENCIA DE HASTA 20 KW. CASOS DE APLICACIÓN"**, perteneciente a las bachilleres: **AGUILAR NECIOSUP JOIS SAMANTA** con código de matrícula N° 0201511004 y **DÍAZ JUSTINIANO KAREN EVELYN** con código de matrícula N°0201511016, teniendo como asesor al docente **Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán**, según Resolución Decanal N° 841-2022-UNS-FI de fecha 30.12.2022.

Terminada la sustentación del Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 71° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
AGUILAR NECIOSUP JOIS SAMANTA	<i>DIACISIETE (7)</i>	<i>BUENO</i>

Siendo las 12:00 del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Héctor Domingo Benites Villegas
PRESIDENTE


Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo
INTEGRANTE


Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán
SECRETARIO



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega:	Jois Aguilar Neciosup Karen Diaz Justiniano
Título del ejercicio:	TESIS REVISION
Título de la entrega:	Efecto de la tarifa prepago BT7 en los costos de facturación ...
Nombre del archivo:	TESIS_AGUILAR_DIAZ.pdf
Tamaño del archivo:	2.02M
Total páginas:	121
Total de palabras:	25,475
Total de caracteres:	126,915
Fecha de entrega:	23-sept.-2023 08:00a. m. (UTC-0500)
Identificador de la entre...	2174460319



Efecto de la tarifa prepago BT7 en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW. Casos de aplicación

INFORME DE ORIGINALIDAD



FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	6%
2	hdl.handle.net Fuente de Internet	3%
3	www.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	2%
4	tesis.pucp.edu.pe Fuente de Internet	2%
5	kipdf.com Fuente de Internet	2%
6	docplayer.es Fuente de Internet	1%
7	spij.minjus.gob.pe Fuente de Internet	1%
8	repositorio.flacsoandes.edu.ec Fuente de Internet	1%

DEDICATORIA

Agradecer en primer lugar a Dios quien
me ha dado la fortaleza y es mi guía en este camino labrando mi
destino.

A mis queridos padres por ser el ejemplo

A seguir
por su dedicación y perseverancia.

J.S.LL.N

DEDICATORIA

A mis queridos padres
Por su amor y cariño
Ejemplo de vida
Para ellos va esta tesis
Como muestra de mi
Eterno agradecimiento

K.E.D.J

RECONOCIMIENTO

En primer lugar, agradecer a Dios por darnos la oportunidad de estar con vida y poder concluir con nuestras metas tan anheladas, que a pesar de todas las circunstancias de la vida nos dio la fuerza necesaria y la perseverancia para concluir la tesis.

Un agradecimiento a nuestro asesor Mg. Robert Guevara, quien nos apoyó y brindó sus conocimientos en todo momento de la elaboración de la tesis.

Y para nosotras mismas, quienes iniciamos juntas el ingreso a la universidad y concluimos de la misma forma, con una amistad inquebrantable.

Atentamente,

J.S.LL.N K.E.D.J

INDICE GENERAL

INDICE

RESUMEN

Capítulo I: Introducción.	1
1.1 Realidad Problemática	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Justificación	4
1.4 Hipótesis	5
1.5 Objetivos	5
Capitulo II: Marco Teórico.	7
2.1 Teoría del consumidor de energía eléctrica	7
2.2 Tarifas eléctricas	15
2.3 Tarifas prepago	22
2.4 Tarifa eléctrica BT7	31
2.5 Esquema tarifario en baja tensión	38
Capítulo III: Material y método	46
3.1 Material	46
3.2 Método	52
Capitulo IV: Resultados y Discusión	54
4.1 Evaluación caso 1	54
4.2 Evaluación caso 2	59
4.3 Evaluación caso 3	64
4.4 Evaluación caso 4	69
4.5 Evaluación caso 5	74
4.6 Análisis de resultados y evaluación económica	76
4.7 Discusión de resultados	82
Conclusiones	84
Recomendaciones	85
Referencias bibliográficas	86
Anexos	90

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Monopolio natural regulado y no regulado	9
Figura 2 Competencias del Osinergmin y el MINEM	12
Figura 3 Agentes que participan en el mercado libre de electricidad	14
Figura 4 Características entre los tipos de usuarios en el Perú	15
Figura 5 Medidor prepago monocuerpo.	29
Figura 6 Medidor prepago bicuerpo.	31
Figura 7 Tarjeta inteligente encriptada	34
Figura 8 Propuesta de comercialización Sector Tipico1	35
Figura 9 Propuesta de comercialización Sector Típico 2 y 3	36
Figura 10 Propuesta de comercialización Sector Típico 4 y 5	37
Figura 11 Opciones tarifarias en Baja Tensión 2-3-4	40
Figura 12 Opciones tarifarias en Baja Tensión- Clientes menores	45
Figura 13 Ejemplo de aplicación Caso 01 Bungalow Puerto Bamboo Piura	48
Figura 14 Ejemplo de aplicación Caso 02 Casa Montana Jazz Caraz	49
Figura 15 Ejemplo de aplicación Caso 03 Discoteca Cava Resto Bar Tarapoto	50
Figura 13 Ubicación de los costos unitarios de tarifas del Perú.	52
Figura 14 Comportamiento de Indicadores Caso 01.	77
Figura 15 Comportamiento de Indicadores Caso 02.	79

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Numero de Usuarios BT7 -Al cierre de año 2022	46
Tabla 2 Ventas de energía anual 2022 Tarifa BT7	46
Tabla 3 Facturacion de energía anual 2022 Tarifa BT7	47
Tabla 4 Estadísticas de consumo Caso 01	48
Tabla 5 Estadísticas de consumo Caso 02	49
Tabla 6 Estadísticas de consumo Caso 03	50
Tabla 7 Estadísticas de consumo Caso 04	51
Tabla 8 Estadísticas de consumo Caso 05	51
Tabla 9 Facturacion Caso 01-Tarifa BT3	57
Tabla 10 Facturacion Caso 01-Tarifa BT4	57
Tabla 11 Facturacion Caso 01-Tarifa BT5A	57
Tabla 12 Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 01	58
Tabla 13 Facturacion Caso 02-Tarifa BT3	62
Tabla 14 Facturacion Caso 02-Tarifa BT4	62
Tabla 15 Facturacion Caso 02-Tarifa BT5A	62
Tabla 16 Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 02	63
Tabla 17 Facturacion Caso 03-Tarifa BT3	67
Tabla 18 Facturacion Caso 03-Tarifa BT4	67
Tabla 19 Facturacion Caso 03-Tarifa BT5A	67
Tabla 20 Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 03	68
Tabla 21 Facturacion Caso 04-Tarifa BT3	72
Tabla 22 Facturacion Caso 04-Tarifa BT4	72
Tabla 23 Facturacion Caso 04-Tarifa BT5A	72
Tabla 24 Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 04	73
Tabla 25 Facturacion Caso 05-Tarifa BT5B R	74
Tabla 26 Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 05	75

RESUMEN

Las tarifas eléctricas debidamente seleccionadas por el consumidor representan las alternativas de una Facturación acorde al consumo de energía eléctrica mensual. La tarifa BT7 prepago tiene la particularidad de venta de energía eléctrica en bloque, anticipándose al periodo de consumo. No existiendo restricción al volumen de compra en bloque por la normatividad peruana. Con el requisito de que el usuario debe estar en baja tensión.

La tesis es una investigación del tipo pre -experimental, de naturaleza descriptiva. Se han seleccionado 5 casos de aplicación para usuarios con diversas características de consumo y rubro económico, incluyendo un usuario del tipo residencial, pero todos con máximas demandas inferiores a 20 kW.

Para el Caso 2 se consigue un mayor monto de ahorro anual en la facturación con un valor de S/ 6 874,66 cuando migra desde una tarifa BT5A a una tarifa prepago con un porcentaje de ahorro de 24,76%, mientras que el caso 5 permite ahorros en la facturación de 25,90% para una reducción anual de la facturación de S/ 653,59.

Se determinó el payback para los 04 casos que permiten una reducción de costos al migrar a la tarifa prepago, donde los valores de retorno de la inversión varían desde 6 meses para el caso 2 a 4 años y 7 meses para el caso del cliente residencial, siendo necesario para este último incentivar mecanismos de promoción para su implementación.

PALABRA CLAVE: Tarifa eléctrica, BT7, prepago.

ABSTRACT

The electricity rates duly selected by the consumer represent the alternatives of a Billing according to the monthly electricity consumption. The prepaid BT7 tariff has the particularity of selling electrical energy en bloc, anticipating the consumption period. There is no restriction on the volume of block purchases due to Peruvian regulations. With the requirement that the user must be in low voltage.

The research work is of the pre-experimental type, of a descriptive nature. 5 application cases have been selected for users with different consumption characteristics and economic category, including a residential type user, but all with maximum demands of less than 20 kW.

For Case 2, a greater amount of annual savings is achieved in billing with a value of S/ 6,874.66 when it migrates from a BT5A rate to a prepaid rate with a savings percentage of 24.76%, while the case 5 allows billing savings of 25.90% for an annual billing reduction of S/ 653.59.

The payback was determined for the 04 cases that allow a reduction in costs by migrating the prepaid rate, where the return on investment values vary from 6 months for the case of 2 to 4 years and 7 months for the case of the residential client, being necessary for the latter to encourage promotion mechanisms for its implementation.

KEYWORD: Electric rate, BT7, prepaid.

1. Capítulo I: Introducción.

1.1 Realidad problemática

La industria energética peruana está formada por el sistema eléctrico interconectado nacional que aprovisiona de energía eléctrica a los diversos consumidores teniendo en cuenta el marco normativo energético. El cual deberá suministrarse teniendo en cuenta criterios de economía, calidad del servicio y seguridad del suministro.

La distribución de electricidad tiene por finalidad brindar un servicio público de calidad para todos los usuarios, que requieran de energía dentro de la zona de la concesión de la empresa distribuidora. La comercialización de energía eléctrica está sujeta a regulación de precios a cargo del Organismo Regulador (OSINERGMIN), quien regula de forma periódica las opciones tarifarias que se aplican a los diversos tipos de consumidores de electricidad, conforme lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). Las opciones tarifarias, deben ser alternativas de estructura de costos a aplicar a los consumidores, de tal manera que esta represente ser la más económica en su aplicación en la facturación final, caracterizándose por presentar opciones que puedan discriminar los consumos durante los distintos bloques horarios (horas punta y horas fuera de punta), consumo de energía y potencia, así como aplicados según el nivel de tensión media, estableciéndose tarifas binómicas y tarifas monómicas. El proceso regulatorio vigente del OSINERGMIN estableció tres categorías tarifarias en media tensión y 11 en baja tensión, en este caso se presenta aun casos en los cuales los usuarios presentan una estacionalidad en su consumo (por ciertos periodos del año). A lo cual las tarifas actuales son aplicadas en una modalidad postpago y en muchos casos arrastran cargos por potencia que deberán pagar en su facturación, así no se cuente con un consumo de energía eléctrica, y por otro lado existen cargos por excesos de potencia para pequeños usuarios con potencias menores a 20 kW, que ven afectada su economía con recibos elevados mensuales, aun cuando no cuentan con consumos de energía eléctrica.

Estas formas de cálculo de la Facturación mensual se deben adecuarse según el tamaño del consumidor y del comportamiento del consumo, el cual es variable según la naturaleza del usuario. Así tenemos que en la tarifa BT5A al margen de ser aplicada a consumidores con máxima demanda de 20 kW permite tener una facturación en horas fuera de punta y otro costo para la energía en hora punta diferenciada. En muchos casos las opciones tarifarias no consiguen incentivar al usuario a consumir a energía en horas

fuera de punta donde el sistema eléctrico presenta un bajo factor de carga, perjudicándose de forma económica el consumidor por las facturaciones elevadas, generándose la morosidad y corte definitivo.

Según lo redactado en la realidad problemática se formula el siguiente problema:

¿En qué casos la Tarifa Prepago BT7 tiene un efecto en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW?

1.2 Antecedentes:

Se enuncian los siguientes antecedentes:

Centeno, V. (2016) en su tesis Propuesta de optimización de costo para migración de plan tarifario eléctrico en la empresa T&K insumos E.I.R.L Lima-2016 para obtener el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Privada del Norte, Perú, concluye que la propuesta de reducción de los costos para migrar desde una tarifa en la EMPRESA T&K INSUMOS EIRL por lo cual se opta por la tarifa BT2 la cual se adecua mejor al comportamiento de operación de la empresa. La recuperación de la inversión es rápida en solo 2 meses. Al realizarse la evaluación económica del comportamiento del consumo eléctrico, se pudo determinar las potencias activas y reactivas, lo que permitió implementar un banco de condensadores de potencia igual a 25 KVar.

Guzmán, R. & Saldívar, J. (2017) en su tesis Factibilidad para el empleo de contadores de energía eléctrica pre - pago en zonas rurales para obtener el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional San Antonio de Abad en Perú, concluyen que al realizar una evaluación de la gestión comercial actual y del sistema tarifario para la zona rural en la sede administrativa de Paruro, ciudad del cusco, describiéndose los principales problemas que impiden el desarrollo óptimo de las tarifas tipo postpago en esta zona rural, mostrándose los indicadores, e información estadística que permitió realizar y verificar la aplicación de las opciones tarifarias vigentes están correctamente aplicados. Luego de realizarse la verificación técnica de las opciones tarifarios aplicados a diversos consumidores, se optó por seleccionar los tipos de medidores más adecuados para la venta de energía, según el volumen de consumo de cada usuario, del mismo modo se rediseño las características del proceso de gestión de venta de energía eléctrica prepago a los consumidores potenciales en función de las características de la zona rural y costumbres de los diversos usuarios.

Jorge, J. (2020), en su tesis *Análisis comparativo de las tarifas eléctricas en MT y BT para aplicar a clientes regulados en Huancayo*, para optar el título de Ingeniero Electricista en Universidad Continental de Huancayo, Perú, realizó un control del consumo de electricidad en los periodos de mayor demanda con la finalidad de no excederse del grado de calificación y calificar como cliente presente en horas punta, lo que influye en los costos finales de la facturación del mes de electricidad. Se llega a la conclusión que las opciones tarifarias MT4/BT4 son de aplicación para aquellos usuarios que se caracterizan porque el comportamiento de mayor consumo se realiza durante periodos nocturnos de mayor demanda, caracterizados básicamente por ser un consumidor nato en los periodos de hora punta, debido a que por la naturaleza del trabajo que realiza requiere un costo de energía ponderado para todos los periodos o bloques horarios.

Loaiza, R. (2015) en su tesis *Estrategias de precios confusos y poder de mercado: Un análisis de corte transversal para el mercado de Telecomunicaciones Móviles Peruano* para obtener el grado de Maestro en Regulación de Servicios Públicos, Pontificia Universidad Católica del Perú, concluye que al realizarse la evaluación de las opciones tarifarias que se asocian a una renta mensual, lo que significa que los planes que cuentan con tarifas en tres segmentos; permite tener una mejor estructura de costos según los bloques horarios. Los resultados de la investigación permiten determinar que las estrategias de precios confusos pueden abordarse de forma directa con normativas precisas que de alguna forma promueva la competencia entre los suministradores del servicio de telecomunicaciones.

Núñez, J. & Parrales, T. (2012) en su tesis *estudio para la implementación de un sistema de medición de energía eléctrica prepago*, en el banco ecuatoriano de la vivienda, Babahoyo, calle Martin Icaza, para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Técnica de Babahoyo en Ecuador, concluye que dentro de los beneficios que ofrece el sistema prepago es su confiabilidad y calidad en el servicio y es inmune al robo de electricidad, las cuales son muy adecuadas para ser aplicado en los sectores de mayor reclamo, los cuales al no tener un control adecuado del suministro tiende a desorganizarse, considerados como conflictivos. Este novedoso

sistema permite captar nuevos clientes y elimina el hurto y la morosidad, las cuales resultan muy complejas de alcanzar con el sistema tradicional, del mismo modo existe la posibilidad de que la inversión realizada puede ser retornada en corto periodo de tiempo. Esta iniciativa permite la recuperación de clientes que se encuentran con morosidad, con lo cual se elimina el ciclo de corte y reposición que toma un tiempo y un costo de aplicación. Del mismo modo al tenerse una tecnología de alta confiabilidad, permite a la empresa la amortización de la inversión en un periodo de tiempo asequible.

Rodríguez, M. (2015) en su tesis doctoral Diseño de tarifas eléctricas: tarifas de redes de distribución, Universidad Pontificia de Comillas en España, concluye que se han tenido en cuenta los criterios tarifarios que en aplicación de la regulación internacional se considera fundamental en el diseño de las opciones tarifarias. Con lo cual, al buscar la máxima eficiencia del servicio se propone una metodología que se basa en la causalidad del costo. Sin embargo, en ningún punto se han dejado de tener en cuenta otros criterios que resultan muy importantes y que, por una parte, aportan mayor complejidad al problema, de otro lado garantizan la eficiencia de las tarifas obtenidas.

Torres, J. (2010) en su tesis Tarifas eléctricas de uso doméstico eficientes: propuesta para un esquema de tarifas multi-partes, para optar el grado de Master en Economía en la Universidad Autónoma de Nueva León en México, concluye que de acuerdo con los resultados obtenidos, la modificación del esquema tarifario, con el propósito de enviar señales de eficiencia se tienen dos efectos: uno sobre los consumidores y otro sobre la empresa, la cual deberá ajustar sus costos a un nivel eficiente. Respecto al impacto sobre los usuarios, es importante tener en cuenta que las tarifas son crecientes en bloques, mientras que los costos son decrecientes. Esto genera que el impacto en el precio medio para los consumidores de bajos consumos sea mayor que para los usuarios de mayores consumos. Una variación tarifaria de estos términos, implica su aplicación en varias etapas con la finalidad de dará oportunidad a los diversos tipos de consumidores reaccionar ante la oportunidad de una señal favorable de precios.

1.3 Justificación:

La justificación es la siguiente:

El servicio básico de energía eléctrica representa una necesidad primaria y es una herramienta que permite la mejora de las condiciones de vida de los usuarios de electricidad y del mismo modo permite el acceso de los usuarios para recibir un servicio público que se caracteriza por los principios de seguridad, calidad y eficiencia, lo que implica el pago de un precio adecuado por el servicio de electricidad, de acuerdo a las características de calidad técnica normada en el sub sector electricidad. Los diversos parámetros y cargos presentes en la estructura de costos de la facturación del servicio público de electricidad para las diversas opciones tarifarias establecidas en la normatividad vigente, tienen como fin mejorar las condiciones de facturación para los diversos tipos de usuarios y la eficacia del sistema eléctrico para las concesionarias de distribución con referencia a las distintas formas o comportamientos del consumo de energía y potencia. La relevancia de difundir las modalidades tarifarias con baja implementación como es la tarifa BT7 permitirían presentar oportunidades de optar por una opción tarifaria de menor costo y sobre todo permitirá al usuario la adquisición de adquisición de energía en bloque para un determinado periodo de tiempo y administrarla de manera eficiente durante el periodo contractual de compra. La adquisición prepago de energía permita la oportunidad de adquirir energía aun costo unitario menor al periodo de consumo, reduciendo significativamente sus costos de Facturacion.

El servicio público de energía eléctrica es de relevante importancia en el desarrollo económico de un país, esto significa que las tarifas eléctricas deben ser competitivas para su aplicabilidad en todo proyecto de producción y permite el acceso y permanencia en este servicio, hasta que las condiciones de aplicación sean contrarias a la economía del usuario o por cambio de opción tarifaria a una más económica. Para la presente investigación se demuestra las condiciones de aplicación de la opción tarifaria BT7.

1.5 Hipótesis:

La Tarifa Prepago BT7 tiene un efecto en la reducción de los costos de facturación de la energía en clientes estacionales con potencias de hasta 20 KW

1.6 Objetivos:

Objetivo general

Determinar los casos de aplicación en la cual la tarifa prepago BT7 tiene efecto en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW.

Objetivos específicos:

- Definir las características de consumo de diversos tipos de usuarios y su estructura de costos con tarifas convencionales y BT7.
- Identificar los casos de aplicación de la Tarifa Prepago BT7.
- Determinar los porcentajes de ahorro en costos en la facturación de los usuarios de energía con calificación para optar por la tarifa prepago BT7.
- Realizar una evaluación económica referente a instalación de la tarifa Prepago BT7.

2. Marco Teórico.

2.1 Teoría del consumidor de energía eléctrica.

2.1.1 Generalidades.

La energía es un recurso estratégico a nivel mundial y es uno de los promotores de desarrollo de los países, por lo cual su gestión es importante para satisfacer cambios en la demanda. La energía se define como la capacidad para realizar un trabajo y en términos económicos se refiere a un recurso natural (incluyendo a su tecnología asociada) para extraerla, transformarla y darle un uso industrial o económico. La sociedad no sólo responde a la cantidad y el costo de la energía, sino también a la fiabilidad y la previsibilidad de su suministro. Esta previsibilidad aumenta la seguridad energética mediante la planificación estratégica a largo plazo de gobiernos, hogares, empresas e instituciones sociales. (Ojeda, 2019)

El sector eléctrico comprende una cadena de actividades que involucran centrales de generación de electricidad para su producción, un sistema de transmisión que sirve para el transporte de dicha producción, un sistema de distribución que lleva la electricidad a los principales centros de consumo y finalmente la comercialización al usuario final, por lo que, en el sector eléctrico se presentan características específicas que lo distancian de las condiciones de competencia perfecta. (Ojeda, 2019)

En el sector eléctrico se observa la presencia de costos fijos elevados, asociados a la infraestructura eléctrica, tal es el caso de centrales de generación, redes de transporte y de distribución. La electricidad concentra un sinnúmero de excepciones a las ventajas de la economía de mercado como ser un producto rigurosamente no almacenable, amplios monopolios naturales, equipamientos cuya duración de vida son largos, necesidad indispensable de asegurar el equilibrio instantáneo entre la oferta y demanda en todo momento, la existencia de un reducido número de actores de gran tamaño y limitadas posibilidades de entrada y salidas de las empresas, por lo tanto, se advierte la necesidad de regular los precios de las empresas. (Ojeda, 2019)

2.1.2 Proceso regulatorio.

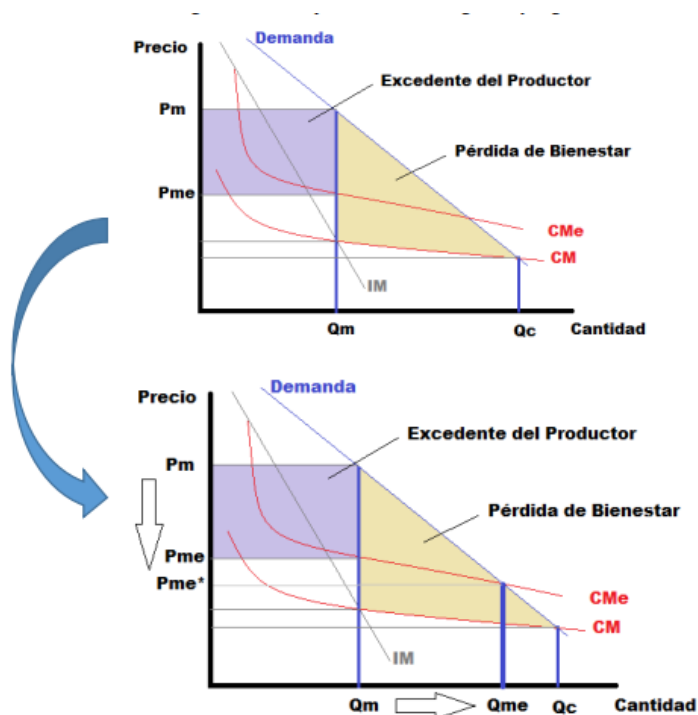
El organismo de regulación debe fijar las opciones tarifas de tal modo que la empresa distribuidora en condición de regulada podrá producir flujos de caja que coberturen los costos en que se incurrió con el fin de poder ejecutar el servicio, retribuyéndose una tasa de retorno adecuada para la magnitud de la inversión realizada, hallándose el valor del servicio a la tasa de retorno. Se pretende que los ingresos percibidos por la distribuidora sean los necesarios de forma que incluya los costos fijos y costos variables, así como las inversiones efectuadas, recuperándose la inversión, fijándose el costo del servicio en función a un costo medio ponderado o característico. (Acevedo, 2018)

La regulación de un monopolio natural considera los siguientes aspectos: economías de escala, elevados costos hundidos incluidos en los costos totales y la regulación de la actividad eléctrica. Los dos primeros aspectos permiten identificar la estructura de mercado de un monopolio natural, mientras que el tercero establece la necesidad de que se regule. El organismo de regulación del sector aplica los siguientes criterios en el proceso de regulación tarifaria: la concesión de la industria de servicios es regulada, la normativa legal energética (según leyes, decretos legislativos u otra norma) y las resoluciones del Consejo Directivo del organismo regulador (Acevedo, 2018)

La necesidad de regular la industria eléctrica se basa en la existencia de condiciones de monopolio natural, de externalidades y las características del bien público que representa el servicio eléctrico (presentándose una asimetría de información) las que se abordan de la siguiente manera: El monopolio se caracteriza principalmente porque presenta la existencia de barreras de entrada, al mercado, pequeñas cantidades de producción, aumento constante de los precios, beneficios excesivos para la empresa distribuidora, así como una ineficaz gestión comercial de la empresa, en otro aspecto el monopolio natural, además, de que los costos de producción son menores cuando el mercado tiene como suministrador una empresa de gran capacidad en lugar de varias empresas de menor tamaño que compiten entre sí por la supremacía en el mercado. (Ojeda, 2019)

Figura 1

Monopolio natural regulado y no regulado



Nota. Información obtenida de Ojeda (2019)

Las asimetrías de información traen como consecuencia que quienes están mejor informados saquen provecho de ello para su propio beneficio o interés, por lo tanto, los protagonistas que actúan en la transacción en la cual la información disponible para las partes en conflicto no es la misma, se clasifican en 2 grupos: el principal (parte interesada) y el agente (quien lleva lo instruido por el principal), los problemas de información asimétrica se clasifican en dos:

Riesgo moral: en el caso que la asimetría se presente luego de la firma del contrato, el regulador no puede identificar las variables endógenas del monopolista.

Selección adversa: cuando la asimetría ocurre antes de la transacción comercial, el regulador llega a conocer una imagen de las variables exógenas del monopolio. (Ojeda, 2019)

2.1.3 Tipos de procesos regulatorios.

Regulación por precio tope o por incentivos, el esquema tarifario fija un precio tope o máximo al concesionario prestatario de servicios, incentivando aumentos a la tasa

de ganancia resultante de haber reducido sus costos debajo del máximo valor fijado, afectando su tasa de ganancia. Entonces, al minimizar costos logra eficiencia productiva lo que le genera grandes incentivos. El problema que se da es que el riesgo asumido por la empresa es mayor porque si los costos se incrementan o la demanda disminuye, puede generar desbalances. (Acevedo, 2018)

Competencia por comparación, en este esquema consiste en observar empresas tecnológicamente similares, obtener información relevante y a partir de ello inferir el valor del costo total empleado para la fijación tarifaria del prestador del servicio regulado. Existen restricciones, teniendo en cuenta que entre las empresas no haya colusión o estén integradas verticalmente. Esta estructura es compleja debido a la forma de mostrar cada una de las características de cada mercado. En un sistema eléctrico de distribución no hay posibilidad de competencia. (Acevedo, 2018)

Regulación por Empresa Modelo Eficiente (EME) Las empresas de distribución eléctrica peruanas reguladas bajo el esquema tarifario EME tienen incentivos de alto poder de reducir costos, alcanzando la eficiencia productiva y logrando eficiencia asignativa debido a que los precios reflejan los costos. En relación a la calidad brindada por la empresa regulada bajo el esquema de EME tiene un aspecto común en los esquemas por incentivos es que degradan la calidad del servicio eléctrico por querer reducir los costos. (Acevedo, 2018)

El esquema EME no incorpora el aspecto de propiedad o la modalidad gerencial por ser una variable no observable generándose incentivos por medio del retraso regulatorio que mantiene las tarifas a precios constantes por un periodo de cuatro años. La regulación se realiza por comparaciones que se den en función al desempeño del proveedor que se quiere regular comparando otro similar pero ficticio. Se define una empresa por cada sector “típico”, creándose sin tener en cuenta los activos preexistentes bajo el supuesto de la no existencia de esta en el mercado, o sea se emplean los activos que son necesarios de forma eficiente, y además se presenta un plan de inversiones de las concesionarias involucradas. (Acevedo, 2018)

2.1.4 Excedente del consumidor.

El excedente del consumidor se define como la diferencia entre el precio que el consumidor está dispuesto a pagar por un bien o servicio y el precio que paga en un sistema de mercado multiplicado por la cantidad consumida; de tal forma que representa el beneficio que los consumidores reciben por adquirir bienes y servicios en el mercado. En un esquema de competencia perfecta, el excedente del consumidor se maximiza, y por el contrario, en un esquema sin competencia (monopolio), dicho excedente puede incluso llegar a desaparecer, donde el excedente del consumidor es extraído totalmente por el productor a través de un cargo de acceso). (Torres, 2010)

Para un servicio público, como la energía eléctrica, que por sus características se considera un monopolio natural, la solución eficiente, no resuelve la viabilidad financiera de la empresa en el largo plazo. Por lo tanto, se trata de un mercado que debe ser regulado y donde se debe simular un esquema de competencia perfecta, garantizando que la empresa recupere sus costos (eficientes) y que el usuario reciba una señal económica a través de las tarifas. Desde el punto de vista del regulador, el precio se resuelve como el valor que maximiza el bienestar social sujeto a que la empresa no tenga utilidad extraordinaria. (Torres, 2010)

Cuando el precio es igual al costo marginal se maximiza el bienestar. Sin embargo, esta solución no considera la restricción de costos medios decrecientes, por lo que no es financieramente sustentable y por lo tanto no resulta socialmente óptima. Si se plantea desde un principio tal restricción, la solución será de precios de Ramsey (aunque esta es una solución de segundo óptimo), o bien, si se considera la distribución del ingreso y tarifas en dos partes. (Torres, 2010)

2.1.5 Agentes del mercado eléctrico.

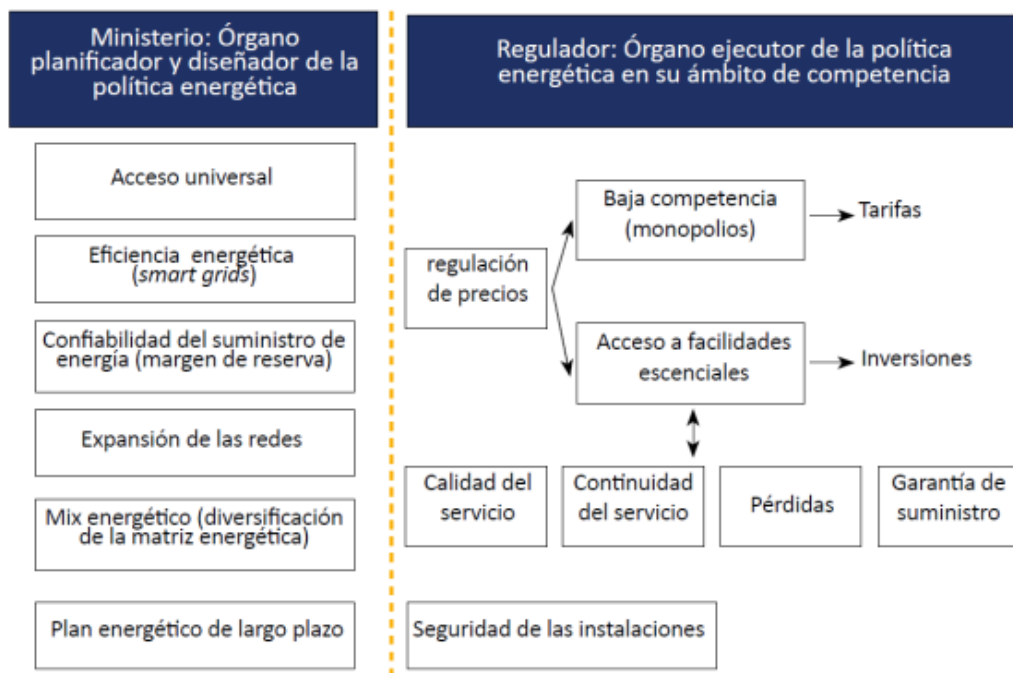
Con la finalidad de establecer las condiciones para un mercado eficaz y competitivo, la LCE introduce la segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución dentro del sector eléctrico, estableciendo un régimen de libertad de precios para que los suministros puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran.

Además, la ley designa al OSINERGMIN como el órgano regulador encargado de fijar las tarifas. (Arias et al, ,2021)

El MINEM y el Osinergmin son las entidades responsables de implementar el marco regulatorio y el cumplimiento de los procesos regulatorios del sector energético y minero del Perú. El MINEM es el órgano político del sector, siendo su función principal la de la formulación y evaluación, en conformidad con la política energética del Gobierno, mientras que Osinergmin es el organismo encargado de la regulación, supervisión y fiscalización del cumplimiento de las disposiciones normativas y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas del sector energético. (Arias et al, ,2021)

Figura 2

Competencias del Osinergmin y el MINEM



Nota. Información obtenida de Arias et al (2021)

COES: Está formado por todos los agentes del mercado eléctrico (empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y los representantes de los clientes libres). Las funciones relacionadas al COES son:

Coordina la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema eléctrico y el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos.

Elabora el Plan de Transmisión del SEIN, el cual luego debe ser revisado y aprobado por el MINEM.

Sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por parte de los Agentes. (Arias et al, ,2021)

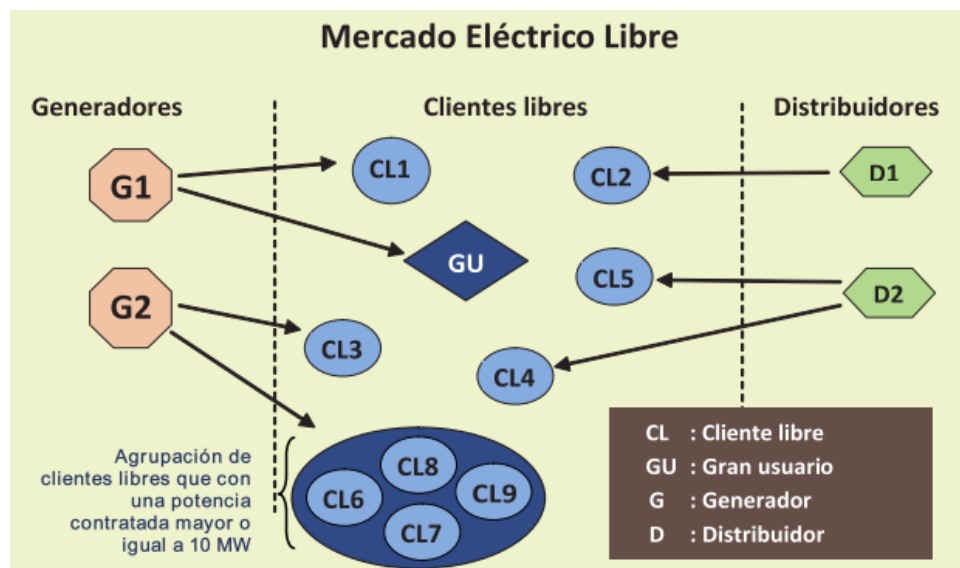
El rol de Osinergmin es mantener la articulación y el equilibrio de intereses entre el Gobierno, las empresas prestadoras de los servicios regulados y los ciudadanos. La interacción entre el Gobierno y las empresas se basa en la necesidad de garantizar las inversiones, mientras que la relación entre el Gobierno y la población se manifiesta en la protección de los derechos de los usuarios. Finalmente, la interacción entre las empresas y la población en general busca promover la eficiencia económica; esto es, proporcionar un servicio eficiente, de calidad, oportuno y con tarifas adecuadas. (Arias et al, ,2021)

2.1.6 Tipos de usuarios.

El mercado libre o de grandes consumidores, es aquel mercado en que se transan consumos superiores a 2.5 MW. Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2 500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento de Mercado Libre. Las transferencias de electricidad se llevan a cabo entre generadoras y distribuidoras cuya electricidad no se destina al servicio público. Siendo así, en este mercado, la determinación del precio es fijado libremente por oferta y demanda, se cubre los costos de la transmisión y la distribución está regulada por el OSINERGMIN. En este mercado, los clientes denominados libres, efectúan sus transacciones con sus proveedores de energía a un precio pactado de común acuerdo y que se encuentra definido en sus respectivos contratos de suministro de energía. Podemos mencionar que en este mercado, tanto los generadores como los distribuidores actúan como comercializadores (pues realizan las funciones de servicio de venta), debido a que pueden negociar el precio de la energía con los clientes libres. (Álvarez & Miranda, 2015)

Figura 3

Agentes que participan en el mercado libre de electricidad.



Nota. Información obtenida de Álvarez & Miranda. (2015)

Los clientes regulados son aquellos usuarios sujetos a la regulación de los precios de energía y potencia que realiza el OSINERGMIN. Se ha establecido como límite de potencia el valor de 200 kW. En el caso para usuarios con una máxima demanda mayor de 200 kW, hasta 2 500 kW, tienen el derecho a elegir entre la condición de Cliente Regulado o de Cliente Libre, según las características de consumo de cada empresa. Las empresas de distribución son monopolios regulados. (Álvarez & Miranda, 2015)

Las empresas distribuidoras tienen la obligación de brindar el servicio de energía a los usuarios que estén dentro de su zona de concesión garantizándoles la continuidad del servicio. Del mismo modo deberán delinear los contratos de cada suministro y hacerlos de conocimiento por parte de los usuarios, los contratos tienen validez de un año, mientras que en el periodo del año de vigencia del contrato este puede modificarse. (Álvarez & Miranda, 2015)

Las características son las siguientes:

- Solo participan directamente los clientes regulados y las empresas de distribución eléctrica.
- Indirectamente participan las empresas generadoras.

- Las Empresas de distribución en su jurisdicción son las únicas autorizadas según ley en el suministro de energía y potencia a los usuarios regulados.
- Las distribuidoras están en la obligación de llevar a cabo una subasta o licitación para la adquisición de energía a las empresas de generación. Esta se debe realizar mediante precios firme.
- Cuando una empresa de distribución no cubriese su requerimiento de energía mediante una subasta o licitación o que su demanda futura sea superior a la contratada, en dichos casos la energía adicional que requieren las empresas de distribución será valorizadas a precios en barra (Precios regulados por la empresa reguladora). (Álvarez & Miranda, 2015)

Figura 4

Características entre los tipos de usuarios en el Perú.

Usuario del mercado libre	Usuario del mercado regulado	Usuario Libre/Regulado
Aquellos Usuarios con demanda mensual mayor a 2 500kw.	Aquellos Usuarios con demanda mensual menores a 200kw.	El usuario con demanda entre 200kw a 2 500kw puede escoger a ser usuario libre o regulado (Decreto supremo N°022-2009-EM).
Generalmente grandes industrias mineras y servicios.	Conectados en Alta tensión, Media tensión y baja Tensión.	
Conectados en Alta Tensión, Media Tensión, Muy Alta Tensión.	Solo pueden comprar energía y potencia a un solo proveedor, Empresas eléctricas de distribución regional.	
Pueden escoger a su proveedor: Generador, distribuidor.	En este caso se compran potencias y energía a precios regulados por el OSINERGMIN-GART.(Gerencia adjunta de regulación tarifaria)	
En este caso, los precios de potencia y energía son negociados entre el cliente y la empresa suministradora.		

Nota. Información obtenida de Centeno (2016)

2.2 Tarifas Eléctricas.

2.2.1 Generalidades.

Las tarifas, en este caso eléctricas, son alternativas de facturación que se presentan a los usuarios regulados de energía para poder estructurar los pagos que deberán hacer a las empresas de distribución por el consumo de energía realizado. La facturación según el

caso se estructura según la potencia y energía consumida, la cual tendrá más cargos de facturación cuando la máxima demanda del usuario es mucho mayor. Estas son reguladas cada 4 años junto con el valor agregado de distribución y mensualmente están afectadas por su factor de actualización. (Pomahuali, 2018)

El sistema tarifario eléctrico en el Perú está regulado por el Osinergmin, quien establece las mejoras de las condiciones de aplicación tarifaria cada 4 años y según normativas que emite establece lo siguiente:

- El usuario regulado tiene el derecho de elegir la opción tarifaria, la cual se adecue a sus consumos.
- La distribuidora está en la obligación de aceptar la opción tarifaria seleccionada por el consumidor, la cual es vigente durante 1 año contractual, luego de su periodo de vencimiento el usuario puede solicitar o no el cambio de opción tarifaria, así como cambiar su potencia contratada.
- Según el tipo de tarifa, el usuario tendrá en su acometida un medidor que se adecue a las características de consumo.
- La calificación es mensual según las características de consumo del usuario. (Sánchez, Huamani & Godoy, 2019)

La relevancia de la actividad reguladora es decisiva, ya que la opción tarifaria tiene por finalidad incentivar "...la eficacia de las empresas y señala a los consumidores la dirección para aplicar de forma racional el uso eficiente de la energía eléctrica", mediante el "...establecimiento de un sistema rápido y eficiente para así también cubrir los requerimientos de energía de los sectores más vulnerables". (Ojeda, 2019)

La regulación involucra la mejora constante de la estructura de costos y no sólo su nivel. El proceso regulatorio observa los objetivos que persigue tal como el acceso, su universalidad y además deben ser sostenibles en el tiempo. Es por ello que para el caso de estratos sociales bajos o en casos particulares de consumo, las opciones tarifarias se van perfeccionando, así tenemos para los sectores de bajo consumo en la cual aparece el termino de subsidio, o tal es el caso de las tarifas aplicadas a clientes provisionales o para el sector de publicación de avisos luminosos o la tarifa eléctrica rural BT8. (Ojeda, 2019)

La operación del sistema eléctrico peruano se basa según la ley de concesiones eléctricas aplicada desde el año 1993 la cual diseña el mercado eléctrico y establece las relaciones y obligaciones de cada integrante del sector: empresas de generación, transmisión, distribución y el comité de operación económica del sistema. Mediante la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica se buscó perfeccionar mucho más la actividad eléctrica en el Perú. Como todo sistema de mercado se presentan imperfecciones dentro de ella en su cumplimiento teniendo al factor económico y social el principal elemento que altera el mercado, sobre todo cuando el consumidor está en condición de vulnerabilidad y al ser la energía un servicio público, es necesario la aplicación de subsidios tal como el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), que se forma con los aportes de diversas actividades del sector energético, evitándose los subsidios cruzados. (Acevedo, 2018)

El sistema tarifario lo norma y regula el Osinergmin, quien lo mejora constantemente y revisa las condiciones de aplicación según un proceso regulatorio en la cual se establece las condiciones de aplicación, caracterizándose lo siguiente:

- El usuario elige por derecho la opción tarifaria más adecuada según las características de su consumo, esta elección se realiza sin seguir una presión o coacción.
- La empresa de distribución debe aceptar la opción tarifaria elegida por cada usuario, la cual tiene vigencia dentro del periodo de un año, pudiendo renovarla o cambiarlo luego de vencido el periodo de vigencia.
- Según el tipo de opción tarifaria seleccionada, el usuario deberá tener un medidor que se adapte a las características de consumo para una correcta lectura y facturación de la tarifa eléctrica.
- La calificación del usuario se realiza de forma automática y mensual para establecer su grado de calificación, según cada caso poder en presente en punta o presente en fuera de punta. (Godoy et al., 2019)

Se cuenta con opciones tarifarias en baja y media tensión y la elección de cada una de éstas depende principalmente del nivel de tensión del suministro. Las tarifas en baja tensión (BT2, BT3, BT4, BT5A, BT6, BT7) se aplican para potencias contratadas menores a 100 kW, superior a esta potencia se podrá optar por una tarifa en media tensión

(MT2, MT3, MT4). Para el caso de las pequeñas Empresas y Microempresa (potencia contratada inferior a 60 kW) son aplicables las tarifas BT5A, BT2, BT3 y BT4. (Godoy et al., 2019)

2.2.2 Normatividad peruana.

Ley de concesiones eléctricas N° 25844 y su reglamento D.S N° 00-93 EM (19.11.1992): Establece las disposiciones normativas referidas a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad. El Ministerio de Energía y Minas y el OSINERGMIN, en representación del Estado, son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente Ley. Las actividades de generación, transmisión y distribución pueden ser realizadas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Las personas jurídicas deben seguir lo normado por la legislación comercial del Perú. El Artículo 2° establece que el suministro de electricidad para uso colectivo hasta los límites de la potencia fijada en el Reglamento; y la transmisión y distribución de electricidad, tienen la figura de servicio público y su alcance es para todos los peruanos.

Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica N° 28832 (23.07.2006) tiene por finalidad:

Asegurar la suficiente generación del tipo eficiente de tal manera que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios de los combustibles y al riesgo de racionamiento prolongado por escasez de energía; garantizando al usuario final una tarifa eléctrica competitiva.

Reduce la intervención administrativa en la determinación de los precios de generación aplicando soluciones eficientes.

Adoptar las medidas para efectivizar la competencia en el mercado en la generación.

Es de interés público y responsabilidad del Estado el aseguramiento oportuno y eficiente del suministro de energía a los usuarios, aplicando para ello el carácter de universalidad.

Reglamento de los usuarios libres de electricidad D.S N° 022-2009 EM (16.04.2009): Establece las condiciones de comercialización de la energía y potencia aplicado a los usuarios con una máxima demanda superior a 2,5 MW.

Resolución N° 206-2013-OS/CD, Norma que aprueba las “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, para el Mercado Regulado.

Resolución N° 078-2006-OS/CD que aprueba el procedimiento especial, criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de las tarifas del servicio prepago, cuyo cargo fijo registrará desde su determinación hasta el 31 de octubre de 2009 y cuyo costo del presupuesto de conexión y su respectivo cargo de reposición y mantenimiento registrará desde su determinación hasta el 31 de agosto de 2007.

Decreto Legislativo N° 1221 (2015) publicado el 24 de noviembre del 2015, entre los diversos cambios relacionados a la regulación del Valor Agregado de Distribución, considera adicionar un cargo asociado a innovación tecnológica para los sistemas de distribución eléctrica, valorizados y llevados a un porcentaje que represente los costos y la sostenibilidad en corto plazo del desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, lo cual tendrá la posibilidad de realizar propuestas por parte de las empresas distribuidoras sustentados ante el ente regulador para su definición y aprobación correspondiente por el ente regulador.

2.2.3 Formación de una tarifa eléctrica.

El nivel de las tarifas define el volumen total de los ingresos que deberán percibir los suministradores. El precio medio es el indicador que define el nivel de las tarifas. Son importantes limitaciones para de los usuarios residenciales y el efecto de una tarifa eléctrica sobre los costos de producción. Los costos por energía eléctrica en el sector productivo varia en función a las tarifas y afectan de forma distinta a los costos de producción en los distintos sectores económicos del Perú, ya sea el sector productivo, de servicios o residencial. (Ojeda, 2019)

-

El diseño o modelo de una tarifa se basa principalmente en la forma con lo cual se dispone la información y del grado de precisión en el equilibrio económico-financiero tanto de las empresas que realizan el suministro de energía como del usuario, pero también es relevante la revisión del tipo de estructuras tarifarias, dado que la tarifa de energía eléctrica se puede estructurar y discriminar de forma bastante variada. El grado de perfeccion de la estructura tarifaria se función de las dificultades de diversa naturaleza,

tales como aquellas derivadas del sistema de medición y cobranza, por la comprensión de las señales de precios por los consumidores, por restricciones de comercialización de energía eléctrica en determinadas condiciones, entre otras. (Ojeda, 2019)

La estructura tarifaria asocia principalmente aspectos técnicos del usuario relacionados con los costos de las empresas, es decir, la variable relevante es el volumen de consumo de energía eléctrica del usuario y dependiendo de eso se determina la estructura tarifaria aplicada a dicho usuario. La estructura tarifaria “en función del precio del producto” resulta interesante desde el punto de vista teórico, dado que motiva a través del precio del producto final un incentivo en la tarifa eléctrica, sin embargo, se advierte que dicho mecanismo es aplicable para “usuarios electro intensivos”, es decir que el consumo de electricidad es relevante en los costos de producción. (Ojeda, 2019)

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica peruanas, se consideran monopolios naturales sean privadas o públicas. Es más eficiente o socialmente beneficioso que sólo una provea el servicio a los clientes regulados en una determinada zona geográfica o zona de concesión, ya que más operadores ²⁷ duplicarían los costos fijos como por ejemplo las redes de distribución eléctrica. En el Perú la fijación tarifaria en distribución eléctrica es regulada y la tarifa se denomina VAD (Valor Agregado de Distribución) la cual se determina para un intervalo de 4 años. Los componentes del VAD para las tarifas se calculan tomando en cuenta los costos asociados al consumidor, separado de su consumo y pérdidas estándar (energía y potencia), y los costos de operación y mantenimiento estándar por cada unidad de potencia suministrada. (Acevedo, 2018)

2.2.4 Modelos de tarificación.

- El modelo de tarifa según la demanda punta o pico “Peak Load Pricing” toma en cuenta que los usuarios presentan la opción de poder consumir energía eléctrica en diversos periodos del día, y es oportuno la evaluación del periodo de máxima demanda o pico así como los periodos de menor demanda dado que de ello dependerá el pago a realizar por todos los consumidores, según ello existirá un beneficio o incentivo para el ahorro en los usuarios al transferir la energía de un periodo de alta demanda a otro de menor demanda, de tal forma que los costos de facturación resulten menores. En las horas de alta demanda, los usuarios deben facturar costos variables

al requerir una mayor potencia y energía en ese periodo de tiempo, y también los costos de capacidad de la empresa; en cambio en las horas de menor demanda los usuarios pagaran solo los costos variables de producción y no los costos de capacidad de la empresa. (Chuyes, 2022)

Este modelo, establece que las tarifas deberán fijarse teniendo en cuenta los precios para los diferentes bloques horarios, los cuales deberán ser iguales a los costos marginales. Este costo en el instante en la cual la demanda es menor (generalmente en el periodo fuera de punta) corresponde solo al costo operativo del servicio público, debido que la empresa de distribución suministra con una capacidad determinada, mientras que en el momento en que la demanda es alta (hora punta) corresponde al costo operativo más el costo de invertir en una nueva capacidad o fuente de energía para poder cubrir la requerida demanda del servicio eléctrico. Es de vital importancia aclarar que los usuarios que ocasionan la hora punta o de máxima demanda al consumir en ese periodo deberán asumir el costo de la inversión de la capacidad o los costos fijos. (Chuyes, 2022)

Este tipo de tarifa generara los incentivos correctos para los usuarios en los diferentes bloques horarios, ya sean de mayor o menor demanda, de tal manera que los precios que incurrirán están en relación al periodo de consumo y esta ventaja la otorgan los sistemas AMI (Infraestructura de medición avanzada o inteligente) , al estar los medidores electrónicos configurados para el registro de diversos parámetros en esos periodos de tiempo y no solamente con medidores convencionales que registran solamente energía total y no registran potencia, y no discriminan la facturación según el bloque horario de consumo. (Chuyes, 2022)

- Tarificación en Tiempo Real, mediante la implementación de la Tarificación en Tiempo Real (Real Time Pricing, RTP), los usuarios pueden conocer de forma instantánea los precios y monto facturados en sus recibos. El servicio que prestan las empresas distribuidoras está regulado, en ese sentido es oportuno considerar un mecanismo que permita mejorar la volatilidad de la facturación en función a los horarios de uso del usuario y a través de un óptimo sistema de tarifario que se implemente. (Chuyes, 2022)

En el mercado minorista en tiempo real que está sujeto a cambios frecuentes prácticamente durante cada hora, se convierte en un componente clave para un mercado de electricidad. Incluir un modelo RTP en un sistema eléctrico, mejora su eficiencia dado que disminuiría la demanda y capacidad de reserva, evitaría que las redes eléctricas se sobrecarguen dado que la demanda en horas pico se desplazaría a horas no pico, haría la demanda más elástica al precio. (Chuyes, 2022)

La probabilidad para los clientes con mayor consumo, la ganancia de eficiencia con este modelo RTP es adecuado, y disminuye para clientes pequeños en consumo de ahí que corresponde evaluar costo beneficio. De ahí que hay tres factores principales a considerar para que un RTP se dé a gran escala:

Costo de medidores sofisticados y facturación en tiempo real para los clientes pequeños.

Transferencias de riqueza entre clientes respecto por ejemplo a facturaciones de tarifa plana que considera precio pico y no pico. Según el enfoque actual de facturación los clientes que consumen de manera desproporcionada altos consumos son subsidiadas por quienes consumen bajo en ese momento. Esto implica que unos clientes se vean perjudicados en caso se eliminen estos subsidios.

Volatilidad de las facturas de los clientes que se presentarían. Esto sería inicialmente, dado que los clientes luego responderían a las horas de mayor precio consumiendo menos. Las estrategias de cobertura son importantes para que se pueda eliminar esta volatilidad. (Chuyes, 2022)

2.3 Tarifas Prepago.

2.3.1 Fundamentos.

Como su nombre lo indica, se trata de un sistema que permite el uso de energía eléctrica previo pago de la misma. Primero el usuario realiza el abono y luego la empresa pone a disposición la cantidad de energía correspondiente al importe abonado. Esta modalidad se logra a través de un medidor especial instalado por la empresa, el cual permite cargar diferentes recargas de acuerdo a las posibilidades y necesidades del usuario, en la Oficina Comercial más cercana. El sistema prepago, permitirá a cada cliente conocer el consumo

de cada uno de los artefactos de su hogar, logrando un consumo sustentable. (Núñez & Parrales, 2012)

A través del uso racional y eficiente de la energía eléctrica se dará lugar al ahorro de energía y de dinero. Mediante este sistema, se transfiere a cada usuario la decisión con respecto a los bloques de energía por adquirir y se presenta como oportunidad para conseguir un precio medio favorable. (Núñez & Parrales, 2012)

Dentro de las características tecnológicas de los sistemas prepago tenemos los siguientes:

- Permite recaudar de forma anticipada sin riesgos de incumplimiento los pagos del servicio de electricidad.
- Permite la operación con códigos digitales que se ingresan por medio de un teclado. Evitando la operación comercial in situ en los locales de facturación de las empresas distribuidoras.
- Presenta hasta 10 000 billones de combinaciones con algoritmos propios y exclusivos de encriptación que permiten un alto nivel de seguridad.
- Encriptación dinámica, lo que hace virtualmente imposible duplicar los códigos.
- Presenta una consola externa de control para facilidad de uso. Pantalla LCD iluminada y teclado de tacto protegido por una lámina de policarbonato de 4 milímetros que garantiza su uso y permite una larga vida útil.
- Batería interna recargable, con cargador incorporado. (Núñez & Parrales, 2012)

La venta se realiza antes del consumo, en agentes de venta autorizados en la cual se otorga al cliente un crédito de energía a través de códigos o tarjeta que el mismo usuario carga en su medidor. La Problemática de tener un alto grado de dispersión de viviendas y localidades en el sector rural, que complica la operación y ubicación de los puntos de venta, queda subsanado con esta tecnología de mayor eficiencia que aprovecha las herramientas digitales inteligentes para aplicar una gestión comercial de mayor cobertura dentro de una zona de concesión. Del mismo modo resulta más conveniente disponer como medio de transferencia de energía un teclado, puesto que permite tener otras opciones para poder efectuar una compra sin la necesidad de desplazarse hacia alejados puntos de venta por medio de celulares, radio o internet. (Rojas, 2013)

Considerando que la tecnología actual permite que un mismo medidor electrónico pueda operar en los tres modos conocidos hasta ahora: administrador, prepago y post pago, la estandarización debe contemplar esta característica de manera que permita a la empresa distribuidora y al cliente elegir el modo de operación del medidor en las distintas fases que atraviesa un cliente al incorporarse al servicio eléctrico, sin cambiar el medidor. Para los clientes de extrema pobreza les interesa tener acceso al servicio y uso eficiente por medio del medidor administrador. Para los clientes en el segmento pobreza y le es posible un uso racional mediante el medidor prepago, así mismo cuando salen de la pobreza pueden migrar al uso productivo de la electricidad y optar con seguridad al sistema post pago, pues tendrá capacidad de pago. (Rojas, 2013)

Con esta evolución se mantendría vigente el medidor post pago, pero previamente debe haber dado a oportunidad de libre competencia a los medidores prepago, con lo cual tampoco se busca monopolizar al medidor prepago sino desenvolverse en un mercado competitivo. En cuanto al tipo de medidor prepago por su forma de instalación y el sistema de transferencia, deben ser evaluados por cada empresa distribuidora en función a las zonas que se van atender, el grado de dispersión de los clientes y los accesos a medios de comunicación. La concepción del sistema prepago fue su aplicación en mercados con restricciones de pago, alta posibilidad de morosidad y control de conexiones directas (hurto). (Rojas, 2013)

2.3.2 Tipos de medidores.

- Medidores Electrónicos.

El medidor de energía eléctrica mide el consumo de electricidad del usuario, ya sea la potencia o energía, incluyendo la energía reactiva y otros parámetros eléctricos. Existen dos tipos de medidores: analógicos y digitales; el primero de ellos se vienen dando de baja progresivamente y en el tiempo se han ido renovando e insertando nuevas tecnologías, teniendo en cuenta se viene reducción los costos de los medidores electrónicos. Dentro de la gama de medidores electrónicos se tienen equipos que operan mediante la telemedición o telegestión. En las empresas de distribución, los usuarios residenciales no cuentan con tele medición, mientras que los clientes con

tarifas binómicas si cuentan con tele medición, generalmente son clientes con demandas superiores a 20 MW. (Chuyes, 2022)

Los medidores electrónicos que registran los parámetros técnicos de medida, lo hacen mediante un proceso analógico – digital (totalmente electrónico) para ello se hace uso de un microprocesador, memorias y diversos componentes electrónicos. Los últimos medidores fabricados presentan una pantalla digital con display para lectura de los parámetros. Su clasificación es como sigue:

Medidores de registro de energía, empleados en usuarios residenciales en los cuales no se registra ni factura la potencia. Se caracterizan por registrar el consumo total en todo instante del día.

Medidores Multifunción que registran la energía y potencia en cada instante de tiempo, cuentan con memoria que permite el almacenamiento de la información. Se han implementado en aquellos suministros con tarifas que diferencia los consumos en hora punta y fuera punta, son programables según contrato o acuerdo entre la empresa distribuidora y el usuario. (Chuyes, 2016)

- Medidores inteligentes (Smart Meters).

La medición inteligente presenta como funciones: medición, almacenamiento y permite enviar las variables eléctricas medidas a una base para gestionar la medición. Los parámetros eléctricos registrados permiten discriminar los niveles de tensión del suministro, frecuencia, corriente que fluye por el predio, potencias, energía reactiva, todo ello línea por línea. Además, realiza la función de gestión del suministro tal como la conexión y desconexión del servicio por falta de pago o emergencias, detección de fraudes y robos, así como diversas funciones para la gestión de la demanda en el supuesto caso de existir restricciones técnicas en la red de distribución. (Chuyes, 2016)

El equipo de medición inteligente, son parte integral de un sofisticado sistema de comunicación que registra e integra la medición para sus múltiples aplicaciones. El equipo de comunicación se acopla al medidor como una unidad interna, es decir, el modem de comunicaciones se integra con el propio contador por razones de costos e instalación. Dentro de los diversos tipos de comunicación tenemos por conexión

física a través de la red eléctrica conocidos como PLC (Power Line Comunicación) o inalámbricas como (GPRS, 4G, radiofrecuencia, otros) Chuyes, 2016)

2.3.3 Medidor Prepago de Energía Activa Monofásico para Corriente Alterna, Tipo Monocuerpo, Recarga Mediante Tarjeta Inteligente de Dos Vías, sin Contacto, Encrypteda y con memoria de almacenamiento. Se compone de las siguientes unidades:

- a. Unidad de medición de energía activa, es el componente inteligente del sistema de medición, se encarga del control, conexión y desconexión del flujo de energía eléctrica, está compuesta de un microprocesador, un módulo de medición, una unidad de interrupción, circuitos sensores de tensión, corriente, reloj, memoria de almacenamiento, dispositivos antifraude, sistema de comunicación para lectura de tarjeta sin contacto.

El medidor cuenta con un sistema propio que realiza una contrastación de las funciones primarias, así como una alarma que indica las posibles fallas cuando el módulo esta dañado.

- Programación del medidor: El procedimiento de la programación de la configuración de cada medidor es a través de una tarjeta inteligente sin contacto, con el software se crearán plantillas de configuración personalizadas detallando las características que se desean visualizar en el medidor y se podrá definir la plantilla asignada a cada usuario, pudiéndose actualizar los datos del medidor por medio de una tarjeta en la próxima recarga.
- Capacidad de autogestión: El medidor permite la operación de los medidores tanto en modalidad de prepago, pospago, telegestión o sólo lectura. Deberá ser capaz de registrar la contabilidad de los saldos de energía en kWh, y actuar sin necesidad de órdenes externas en base a la energía disponible de dicho saldo, según lo siguiente:
 - Desconexión de la carga del usuario cuando el saldo se haya agotado.
 - Reconectar la carga cuando se tenga o haya gestionado un nuevo saldo.
 - Interrumpir por fecha de corte programada y culminación del saldo.
 - Desconectar/reconectar la carga según el requerimiento del cliente.

Aceptar cantidades discretas de saldo según elección del cliente.

- b. Unidad de control del usuario, es el único medio mediante el cual el consumidor interactúa con el medidor, permitiéndole ingresar la información de venta y la obtención de reportes; así como transferir el crédito de energía, el cual debe ser único para cada medidor y, mediante una interfase de comunicación debe permitir obtener información y reportes históricos para la empresa. La tarjeta sin contacto de dos vías, tendrá la finalidad de almacenar la información y transportarla del medidor al punto de venta y viceversa, así como reconfigurar la programación del medidor.

Además, será capaz de:

- Recibir el saldo abonado por el cliente en los puntos de venta.
- Debe transferir al punto de venta, la información registrada por el medidor,

incluyendo los siguientes datos:

Interrupción por falta de saldo.

Interrupción por decisión del propio cliente.

Interrupción por falla del suministro eléctrico.

Interrupción por superar la demanda contratada.

Interrupción efectuada al ser retirado el medidor de su base.

Interrupción por fecha de corte programada y falta de pago.

Interrupción por bajo nivel de tensión o sobretensión.

Reporte y visualización del tipo de falla en el medidor.

Eventos de recarga de saldo.

Monto de las recargas de energía en kWh.

- c. Unidad de venta y software de programación y gestión.

La unidad de venta y software de programación y gestión será configurada de acuerdo al esquema de comercialización recomendado para proyectos de electrificación rural, el cual considera una unidad básica de venta prepago implementada en una estación de trabajo equipada con una computadora personal compatible, una impresora, la tarjeta generadora y la lectora grabadora de tarjetas. Dependiendo si hay disponibilidad de internet, la unidad de venta y software de programación y gestión podrá trabajar con o sin conexión a internet o proporcionar alguna otra alternativa de conexión.

Unidad de Venta sin Conexión a Internet Cada punto de venta es independiente y permitirá atender a un promedio de por lo menos 300 usuarios por punto de venta, pudiendo crecer sin necesidad de adquirir un paquete de licencias adicionales. Los puntos de venta permitirán estar en conexión offline con la Oficina Central de la empresa comercializadora de energía eléctrica sin perder las facilidades de control y monitoreo que tiene el sistema, cuando éste se encuentra en Línea. Las características de la computadora personal e impresora, se indican en la tabla de datos técnicos. El Software deberá ser desarrollado como un sistema de dos vías en donde interactúen dos entes primordiales, el medidor y el software de gestión por medio de una tarjeta inteligente sin contacto, ésta tiene la función de transferir datos de configuración, de incidencias, de pagos, abonos etc, del software al medidor y viceversa.

Unidad de Venta con Conexión a Internet Cada punto de venta es independiente y permitirá atender a un número ilimitado de usuarios. El Software deberá ser desarrollado como un sistema de dos vías en donde interactúen dos entes primordiales, el medidor y el software de gestión por medio de una tarjeta inteligente sin contacto, ésta tiene la función de transferir datos de configuración, de incidencias, de pagos, abonos, etc., del software al medidor y viceversa.

El software será diseñado y estructurado para su funcionamiento en Web (sistema de hipertexto que utilice Internet como su mecanismo de transporte) utilizando como plataforma, potentes servidores con sistemas operativos y aplicaciones Microsoft que den soporte a las diferentes aplicaciones como:

- Sitios Web.
- Base de Datos.
- Cubos de información.
- Reportes Online de la gestión.
- Sistemas para Plataformas Móviles.
- Servicios Web.

Figura 5

Medidor prepago monocuerpo.



Nota. Información obtenida de Mora (2018)

2.3.4 Medidores prepagos bicuerpo.

El medidor bicuerpo es un dispositivo de medición está compuesto por dos partes o cuerpos, uno principal (medidor electrónico) cuya función es registrar el consumo de energía eléctrica, realizar conexión y desconexión de la carga; y el otro componente (CIU o display), instalado (ubicado) distante al medidor y tiene la función de presentar al usuario la información del medidor tal como sus especificaciones, registros de consumo, entre otros. (Núñez & Parrales, 2012)

Está compuesto por:

- Módulo de control, también llamada unidad de interfaz con el usuario, posee display y teclado de 12 teclas el cual permite el ingreso de números impresos en la factura y acceder la información. Este componente trabaja a 12 voltios DC a través de la conexión que existe con el medidor, con cable aislado de dos conductores no polarizados.
- Medidor electrónico. Es el que se encargado de registrar la energía, consta de un relay biestable de potencia, (este permanece cerrado mientras exista crédito o interrumpe el suministro cuando éste se encuentre agotado), es capaz de conmutar el suministro a plena carga (hasta 100 A). (Núñez & Parrales, 2012)

El software de Gestión de Base de Datos para la venta de energía prepago es el EPS 3.0. El almacenamiento de la información está delegado al software, es decir que las transacciones comerciales que se realice, con los detalles del cliente, la hora y el monto comprado son almacenados en la base de datos del software. El sistema permite la conexión de varias PC's para que operen de forma interconectada entre sí; dado que en cada sistema de ventas existe una única base de datos central. Los PC's son conectados vía telefónica a un servidor central que contiene las bases de datos y genera los códigos a tiempo real. (Núñez & Parrales, 2012)

El software EPS-3.0 tiene por finalidad la venta de energía y la gestión técnica comercial y administrativa del sistema de energía prepago, así como la programación de parámetros y venta de energía prepago a medidores prepago cuya tecnología de transferencia sea a través de teclado numérico, utilizando algoritmos de 20 dígitos. Los Números de Transferencia contienen el “mensaje” que el sistema de ventas remite a cada medidor (para acreditar la energía adquirida en bloque como producto de una transacción de venta, o también para reconfigurar un parámetro del medidor). Los Números de Transferencia de Crédito acreditan unidades de energía en el medidor, o pueden ser Números de Transferencia de Mantenimiento, cuando su objetivo es reprogramar o reconfigurar un parámetro operativo dentro del medidor. (Núñez & Parrales, 2012)

Funciones principales:

- Emitir de los Números de Transferencia de Crédito para los medidores.
- Emitir las Facturas de Venta de Energía según la legislación vigente.
- Administrar la Base de Datos de Medidores, Clientes y Suministros.
- Configuración y Administración de los cargos a facturar: costo unitario, cargos fijos, impuesto, subsidios, etc.
- Almacenamiento de las ventas de energía del Sistema y para cada medidor, cliente y suministro en particular.
- Gestión integral de la Seguridad del Sistema de comercialización.
- Conectividad con otras aplicaciones de Gestión Comercial.

Figura 6

Medidor prepago bicuerpo



Nota. Información obtenida de Fuente: Mora (2018)

2.4 Tarifa Eléctrica BT7.

2.4.1 Fundamentos.

Solo pueden optar por la opción tarifaria BT7, los usuarios del servicio eléctrico en baja tensión que reúnan las siguientes condiciones:

- Poseer un sistema de medición con las características especiales requeridas por el servicio prepago.
- Tener una demanda máxima de potencia de hasta 20kW.
- Tener un punto de suministro comprendido entre las zonas determinadas por la empresa distribuidora para la prestación del servicio público de energía eléctrica en la modalidad de prepago. (Osinermin, 2012)

En función a las características del servicio prepago no existe una facturación tradicional a los usuarios prepago, sino que los mismos adquieren un monto de energía para su uso posterior, en los centros de ven autorizados. Posteriormente los usuarios habilitarán en el equipo de medición instalado en su domicilio el importe de la energía adquirido. El monto de energía adquirido por el usuario prepago, es facturado en función a la suma de dinero que el usuario dispone y el valor del cargo tarifario por energía activa correspondiente a la opción tarifaria prepago en el mes de compra. (Osinermin, 2018)

Los cargos fijos, tasas de alumbrado público, cargo de reposición y mantenimiento, cargo comercial del servicio prepago y recargos o descuentos del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), deberán ser viabilizados en función de un consumo promedio, el cual será revisado anualmente por el OSINERG, a los efectos de la determinación de los componentes que intervienen en el cálculo del Cargo por Energía Activa de la opción tarifaria BT7 (Cargo Comercial del Servicio Prepago, la Tasa de Alumbrado Público, el Cargo por Mantenimiento y Reposición de la Conexión y el recargo o descuento del FOSE). A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT7 se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B. (Osinermin, 2018)

2.4.2 Aplicación.

Sólo podrán optar por la opción tarifaria BT7, aquellos usuarios del servicio eléctrico en Baja Tensión que reúnan las siguientes condiciones:

Que posean un equipo de medición con las características especiales requeridas por el servicio prepago.

Que su demanda máxima de potencia sea de hasta 20kW.

Que se encuentren dentro de los alcances establecidos por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 007-2006-EM o el que lo modifique. (Osinermin, 2013)

El Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP), el monto mensual por mantenimiento y reposición, el importe por alumbrado público, el Fondo de Compensación Social Eléctrica y el aporte de los usuarios de electricidad al fondo de electrificación rural, serán aplicados de conformidad con lo previsto en el Decreto Supremo N° 007-2006-EM, modificado por el Decreto Supremo N° 031-2008-EM, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.(Osinermin, 2013)

El cargo comercial del servicio prepago de electricidad se facturará mensualmente y solo se cobrará en la primera compra del mes, con independencia de otros cargos tarifarios, de conformidad con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 007-2006-EM o el que lo modifique. Cuando el usuario no compre energía durante períodos mayores a un mes, el importe por el cargo comercial del servicio prepago de electricidad se acumularán y será

deducido de la siguiente compra de energía.(Osinergmin, 2013)

El Cargo Comercial del Servicio Prepago de Electricidad (CCSP) corresponde al cargo mensual de las actividades de venta y recarga de tarjeta prepago (tecnología tarjetas inteligentes) o venta y expedición de ticket prepago (tecnología códigos). Se determina considerando los costos de personal y recursos de dichas actividades, y el tamaño de usuarios potenciales del servicio prepago de electricidad para cada sector típico de distribución a partir de la cual se establecerá los puntos de venta. De acuerdo a lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 007-2006-EM, que modifica diversos artículos del Reglamento de la LCE y establece disposiciones para la aplicación del servicio prepago de electricidad, se han considerado esquemas diferenciados en la fijación de las tarifas de distribución eléctrica que permiten incluir la variación de los costos de comercialización por la aplicación del servicio prepago de electricidad, es decir, establecer costos asociados al usuario según los sectores típicos, así como las tecnologías de venta prepago (tarjetas inteligentes y códigos). (Osinergmin, 2007)

El monto de la energía adquirido por el usuario prepago será facturado en función al saldo de dinero que el usuario dispone y el valor del cargo tarifario por energía activa correspondiente a la opción tarifaria BT7, según la siguiente fórmula:

$$EA = \frac{S_U}{CEA * (1 + \frac{IGV}{100})} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

EA: Representa la energía activa adquirida por el usuario en forma anticipada, en kW.h.

CEA: Es el cargo por energía activa, en S/. /kW.h

S_U : Es el saldo de dinero que el usuario dispone, expresado en Nuevos Soles (S/.)

IGV : Impuesto General a las Ventas aplicable al suministro eléctrico expresada en porcentaje.

2.4.3 Comercialización.

Las tecnologías de venta prepago de electricidad permiten, principalmente, a los usuarios con bajos recursos económicos, acceder a la prestación del servicio de electricidad a través de compras parciales de energía eléctrica según sus economías.

Permite la disminución de los costos de comercialización de las empresas de distribución eléctrica, con el ahorro económico para los usuarios a través de sus tarifas, las cuales el mismo administra. La implementación de la tarifa se realiza teniendo en cuenta los niveles de seguridad y el cumplimiento de la legislación vigente. Las tecnologías para venta prepago, son:

Tarjeta inteligente encriptada. Es una tarjeta con chip electrónico. Se recarga la tarjeta con cada compra de energía y luego se descarga la información en el medidor. Permite obtener información histórica que se encuentra almacenada en el medidor.

Código numérico encriptado. Se genera un código numérico encriptado. El usuario ingresa el código al medidor, recargándose automáticamente con la cantidad de energía en bloque adquirida.

Figura 7

Tarjeta inteligente encriptada



Nota. Información obtenida de Osinergmin (2007)

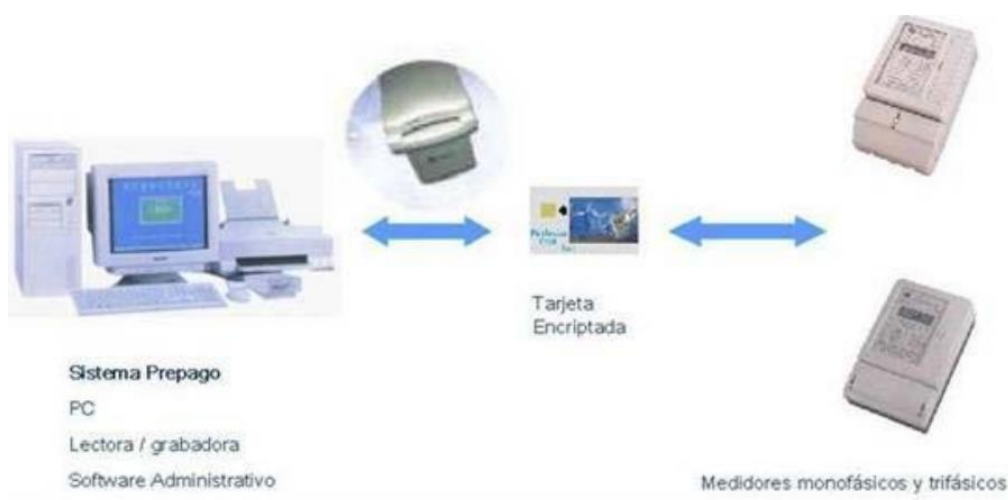
2.4.4 Esquemas de comercialización.

Para el sector típico 1, el esquema de comercialización considera terminales de venta de acuerdo a la cantidad de puntos de venta prepago, conectados a un servidor central donde reside el sistema de comercialización general de la empresa. El esquema se establece considerando la tecnología de venta prepago con código numérico y con tarjeta

inteligente, debido a que, según las características del mercado, los usuarios potenciales pueden optar según su grado de preferencia por una u otra tecnología de venta. Por lo tanto, se considera los recursos necesarios de ambas tecnologías para determinar un Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP) único, asumiendo un mercado que comprende 50% con código numérico y 50% con tarjeta inteligente.

Figura 8

Propuesta de comercialización Sector Típico1



Nota. Información obtenida de Osinergmin (2007)

Para los costos de personal de venta, se considera solo al personal necesario en cada punto de venta a tiempo completo, dado el tamaño promedio de los usuarios potenciales por cada punto de venta. En cuanto a los recursos a emplear se incluye solo el equipamiento básico para la implementar el punto de venta, gastos diversos y el software de venta prepago según el tipo de tecnología de venta prepago (códigos o tarjetas inteligentes). Como equipamiento del punto de venta, se tiene la estación de trabajo con su habilitación y el equipo de cómputo e impresora. Con respecto a los gastos diversos, se considera el talón de boletas preimpresas, toner para impresora y materiales diversos. (Osinergmin, 2007)

En el caso del software de venta prepago, se tiene lo siguiente:

Para la tecnología de código numérico encriptado se considerará la tarjeta generadora de códigos con respaldo y el software de gestión comercial, dispuestos en el servidor

central de la empresa. Del mismo modo se considera el software remoto para cada punto de venta. Para la tecnología de tarjeta inteligente encriptada se considera por cada punto de venta, un terminal de venta y el software de gestión comercial. Asimismo, se considera las tarjetas inteligentes según el tamaño de los usuarios potenciales. (Osinermin, 2007)

En el caso de los sectores típicos 2 y 3, el esquema de comercialización parte del esquema del sector típico 1, considerando una unidad básica de venta prepago, es decir, se considera un terminal de venta. El esquema establece la tecnología de venta prepago con código numérico y con tarjeta inteligente, según las características del mercado, los usuarios potenciales pueden optar indistintamente por una u otra tecnología. Por lo tanto, se considera los recursos necesarios de ambas tecnologías para determinar el Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP) único, asumiendo un mercado potencial que comprende 50% con código numérico y 50% con tarjeta inteligente. En cuanto a los costos de personal de venta, se considera un personal a tiempo completo para la atención promedio de 1 200 usuarios + 50% de acuerdo a la capacidad del punto de venta. (Osinermin, 2007)

Figura 9

Propuesta de comercialización Sector Típico 2 y 3



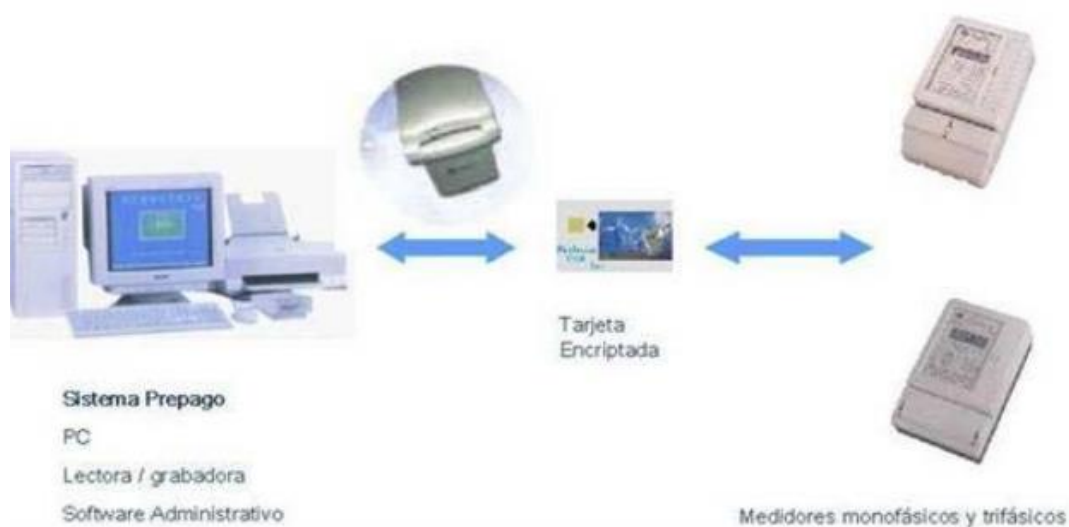
Nota. Información obtenida de Osinermin (2007)

Para los sectores típicos 4 y 5, el esquema de comercialización considera una unidad básica de venta prepago. El esquema se establece tanto para tecnología de venta prepago

con códigos y con tarjetas inteligentes, diferenciando los recursos necesarios según cada caso, según las características del mercado urbano-rural y rural, la empresa de distribución eléctrica debe realizar la evaluación de la rentabilidad económica de ambas tecnologías. Para los costos de personal de venta, se tiene en cuenta un personal a tiempo parcial para la atención de 282 usuarios + 50% según la capacidad del punto de venta y el grado de dispersión de los usuarios. (Osinermin, 2007)

Figura 10

Propuesta de comercialización Sector Típico 4 y 5



Nota. Información obtenida por Osinermin (2007)

2.4.5 Barreras.

- Barreras legales.- Actualmente la Tarifa BT7 prepago presenta la misma estructura tarifaria que la tarifa BT5 post pago, razón por la cual de manera contraria a su característica genera una morosidad debido al cargo fijo aplicado, este hecho no resulta claro para el cliente, pues al tener un crédito de energía, resulta como moroso en los meses que no efectúa alguna compra, este hecho se hace más notorio cuando las compras se hacen en periodos largos (ejm. cada 6 meses) ya que al comprar el bloque de energía siguiente se debe cancelar primero los cargos fijos de los meses en los que no efectuó compra, resultando desfavorable esta situación ante la falta de disponibilidad económica del poblador rural. (Rojas, 2014)

La propuesta radica en la aplicación de una tarifa con cargo único, ello otorga mayor transparencia en las operaciones de compra de energía prepago y que presenta mayor aceptación por parte del usuario, pues elimina los conceptos de cargos fijos comerciales. Los demás cargos pertenecen a la regulación vigente tal como alumbrado público, aporte a electrificación rural, etc. Siendo internalizados en el cargo único por energía activa, como resultado de un cálculo ponderado que considera el porcentaje de participación de cada cargo. (Rojas, 2014)

- Barreras Naturales. Las distancias entre los puntos de venta es un factor preponderante, por ejemplo, existen localidades con pocas familias distantes unas de otras por distancias muy considerables y en algunos casos sin vías de comunicación. Otro aspecto es el costo de implementación del centro de venta, que no son justificables por el número de transacciones diarias mínimas. Otra limitante es la insuficiente disponibilidad de medios de acceso o transporte. (Rojas, 2014)
- Barreras Tecnológicas. - (Monopolio Natural) El negocio de la distribución de energía eléctrica representa un monopolio natural cuyas zonas de atención al público están concesionadas a empresas privadas o del estado, por lo que son potestad de la empresa la incorporación de las tecnologías emergentes. (Rojas, 2014)
- Barreras Estratégicas. - Las empresas de distribución de energía eléctrica, sean estatales o privadas, antes de la implementación de una nueva tecnología toman la estrategia de implementar proyectos piloto, tal como sucede con los sistemas solares BT8, íntegramente financiados por el proveedor, lo cual representa una inversión, muchas veces los proyectos pilotos no se concretizan, constituyendo pérdidas económicas a la empresa de distribución. (Rojas, 2014)

2.5 Esquema tarifario en baja tensión.

2.5.1 Generalidades.

Los usuarios pueden elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias descritas en el Capítulo “Opciones Tarifarias”, de la presente Norma, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria, independientemente de su potencia conectada y con las limitaciones establecidas en las condiciones específicas para las

opciones tarifarias BT5A, BT5B, BT5D, BT5E, BT5F, BT6, BT7 y BT8; dentro del nivel de tensión que le corresponda. La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica. El nivel de tensión de suministro es menor a 1 kV. (Pomahuali, 2018)

La opción tarifaria elegida por el usuario regirá por un plazo mínimo de un año, con excepción del caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico. En el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el plazo de vigencia de la opción tarifaria será acordado entre la empresa y el usuario temporal. El plazo deberá ser expresado en días o meses. Para usuarios temporales con potencias menores a 100 kW, el plazo de vigencia no podrá ser superior a 12 meses. Para usuarios temporales con potencias mayores a 100 kW, que 39 estén desarrollando obras de interés público, el plazo de vigencia no podrá ser superior a 24 meses. (Pomahuali, 2018)

La empresa de distribución eléctrica informará al usuario de opción tarifaria con medición de potencia y energía, la finalización de la vigencia de la opción tarifaria y la potencia contratada, con una antelación no menor de 60 días calendario. Vencido el plazo de vigencia y si no existiera solicitud de cambio por parte del usuario, la opción tarifaria y, de ser el caso, las potencias contratadas y la modalidad de facturación de potencia activa, se renovará automáticamente por la distribuidora por períodos anuales, manteniéndose la opción tarifaria vigente. (Pomahuali, 2018)

En el caso de los contratos con usuarios temporales del servicio eléctrico: La empresa distribuidora deberá notificar al usuario temporal de la proximidad en la finalización de la vigencia de la opción tarifaria tomada por el mismo, solo en aquellos casos donde la duración sea superior a los 90 días. Los contratos de suministro entre el usuario temporal y la empresa distribuidora podrán ser renovados, siempre que el período acumulado total del suministro temporal no exceda de dos años. En caso de superarse el plazo del literal b) desde la entrada en vigencia del primer contrato de suministro entre el usuario temporal y la empresa distribuidora, este último perderá su condición de temporal a los efectos de definición de la presente normativa. (Pomahuali, 2018)

La potencia conectada del usuario, requerida por el mismo al momento de solicitar el suministro o de ser el caso cuando realiza un cambio de opción tarifaria. Las potencias

contratadas por el usuario a los efectos de la facturación de la potencia activa, no podrán ser mayores que la potencia conectada. Para el caso de los usuarios en BT, la potencia conectada debe adecuarse al derecho de potencia otorgado por cada tipo de conexión eléctrica según el siguiente procedimiento: A la potencia instalada en el alumbrado, se sumará la potencia activa del resto de los motores, artefactos y demás equipos eléctricos conectados. (Pomahuali, 2018)

2.5.2 Tarifa BT2-BT3-BT4.

Según la Resolución 206-2013 OS/CD aún vigente, establece lo siguiente:

Figura 11

Opciones tarifarias en Baja Tensión 2-3-4

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
Baja Tensión		
BT2	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.</p> <p>f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta</p> <p>g) Cargo por energía reactiva.</p>
BT3	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>f) Cargo por energía reactiva.</p>
BT4	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)</p> <p>Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa.</p> <p>c) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>e) Cargo por energía reactiva.</p>

Nota. Información obtenida de la resolución N° 206-2013 OS/CD

- a. Energía activa en horas fuera de punta:

El cálculo de la facturación por energía activa, se obtiene por el producto del consumo de energía activa en horas fuera de punta, expresado en kilowatts-hora (kW.h), por el cargo unitario, según como corresponda.

$$FEAHFP = EAHFP * \text{Precio Unitario EAHFP} \dots \dots \dots (2)$$

FEAHFP = Facturación de la Energía Activa en Horas fuera de punta

EAHFP = Energía Activa en Horas Fuera de Punta.

- b. Energía activa en horas punta:

En la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta, se exceptúa los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. Para el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considera los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, caso contrario se considerará además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. El cálculo de la facturación por energía activa, se obtiene mediante el producto del consumo de energía activa en horas punta, expresado en kilowatts-hora (kWh), por el precio unitario.

$$FEAHP = EAHFP * \text{Precio Unitario EAHFP} \dots \dots \dots (3)$$

FEAHP = Facturación de la Energía Activa en Horas punta

EAHFP = Energía Activa en Horas Punta.

- c. Energía activa total:

El cálculo de la facturación por energía activa total, se obtiene multiplicando el o los consumos de energía activa total, expresados en kilowatts-hora (kW.h), por el respectivo cargo unitario, según como corresponda.

$$FEAT = EAT * \text{Precio Unitario EAT} \dots \dots \dots (4)$$

FEAT = Facturación de la Energía Activa Total.

EAT = Energía Activa total

- d. Energía reactiva facturada:

Se factura la energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total del mes. La facturación del exceso de la energía reactiva inductiva es igual al producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en S/./kVARh).

La Inyección de energía reactiva capacitiva no está permitida a la red. Caso contrario la empresa distribuidora debe coordinar con el usuario la forma y plazos para corregir esta situación. De no cumplirse con la corrección según los plazos acordados entre las partes, la empresa distribuidora estará en la potestad de poder facturar el total del volumen de la energía reactiva capacitiva registrada por la misma tarifa definida para el costo unitario de la energía reactiva inductiva.

$$EAR \text{ facturada} = EAR \text{ leída} - (0.3 * (EAHFP + EAHP)) \dots (5)$$

$$ER \text{ facturada} = ER \text{ leída} * \text{Precio Unitario } EAR \text{ facturada} \dots (6)$$

FER facturada = Facturación de la Energía Reactiva facturada

EAR facturada = Energía Reactiva facturada.

EAR leída = Energía Reactiva leída mensual.

e. Grado de calificación:

La calificación del usuario será efectuada por la empresa distribuidora según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del usuario. El usuario será calificado como presente en punta, cuando el cociente entre la demanda media del mismo en horas de punta y la demanda máxima es mayor o igual a 0,500. En caso contrario el usuario será calificado como presente en fuera de punta.

La demanda media en horas de punta se determina como el cociente entre el consumo de energía en horas de punta y el número de horas de punta consideradas en la determinación del consumo de energía en horas de punta.

En la determinación del consumo en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles en el caso que el equipo de medición lo permita.

$$G.C = \frac{EAHP \text{ mes}}{\text{Maxima Demanda mes} * \text{Numero de HP del mes}} \dots \dots (7)$$

f. Potencia activa de generación:

La facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtiene multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa registrada del mes, por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia activa de generación.

Una vez calificado el usuario, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtiene multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa de generación.

La potencia activa de generación a facturar, se obtiene en función de la máxima potencia activa registrada mensual.

$$FPAG = PAG * Precio Unitario PAG \dots \dots \dots (8)$$

g. Potencia activa uso redes de distribución:

La facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución, se obtiene multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa a facturar por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia por uso de las redes de distribución, según las condiciones específicas para cada opción tarifaria. El cargo se factura incluso si no existiese en el mes consumo de energía.

La facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución es efectuada según la modalidad de Potencia Variable, donde la potencia activa a facturar denominada potencia variable por uso de las redes de distribución, procediéndose según lo definido en las condiciones de aplicación específica.

La potencia variable por uso de las redes de distribución se determinada como el promedio de las 2 mayores demandas máximas del usuario en los últimos 6 meses, incluido el mes que se factura. Para usuarios con historial menor a los 6 meses, se emplearán solo el mes o los meses disponibles.

$$FPAURD = PAURD * Precio Unitario PAURD \dots \dots \dots (9)$$

h. Para la tarifa BT2 se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

Potencia activa de generación en horas punta:

Para la opción tarifaria MT-2 y BT-2, la potencia activa de generación está dada por la máxima potencia activa registrada mensual en horas de punta en el periodo de medición, expresada en kW. De esta manera la facturación de potencia activa para la remuneración

de la potencia activa de generación, se obtiene multiplicando la potencia activa a facturar, por el cargo mensual por potencia activa de generación en horas de punta.

$$FPAGHP = PAGHP * Precio Unitario PAGHP \dots \dots \dots (10)$$

Potencia activa por uso de redes de distribución en horas punta:

La facturación es igual al producto de la potencia a facturar en horas de punta por el cargo mensual de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. El cálculo de la potencia en horas punta se determina en función a la metodología de la potencia variable: La potencia variable por uso de las redes de distribución se determinada como el promedio de las 2 mayores demandas máximas en horas punta del usuario en los últimos 6 meses, incluido el mes que se factura. Para usuarios con historial menor a los 6 meses, se emplean el mes o los meses disponibles.

$$FPAURDHP = PAURDHP * Precio Unitario PAURDHP \dots \dots \dots (11)$$

Exceso de potencia activa por uso de redes de distribución en horas fuera de punta:

Solo para las opciones tarifarias MT-2 y BT-2, esta facturación es igual al producto del exceso de potencia para la remuneración del uso de las redes, por el cargo mensual por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta. El exceso de potencia para la facturación del uso de las redes es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en horas fuera de punta menos la potencia a facturar en horas de punta para la remuneración de las redes de distribución, siempre y cuando sea positivo. En caso contrario será igual a cero.

$$FExPAURDHP = ExPAURDHP * Precio Unitario ExPAURDHP \dots \dots \dots (12)$$

2.5.3 Tarifas menores en Baja Tensión.

Se presenta el menú tarifario para clientes menores:

Figura 12

Opciones tarifarias en Baja Tensión- Clientes menores

BT5A	Medicion de 2 energias activas	Cargo fijo mensual
	Energia en horas punta	Cargo por energia activa en horas punta
	Energia en horas fiera de punta	Cargo por energia activa en horas fuera de punta
		Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta
BT5B	Medicion de 1 energia activa	Cargo fijo mensual
	Energia activa total mes	Cargo por energia activa total

Nota. La información fue obtenida de la Resolución N° 206-2013 OS/CD

Para la tarifa BT5A se aplica las siguientes consideraciones:

Exceso de potencia activa en horas fuera de punta:

Tan solo para la opción tarifaria BT5A, la facturación es igual al producto del exceso de potencia en horas fuera de punta y horas punta multiplicado por el cargo mensual por exceso de potencia en horas fuera de punta activa.

$$FExExPHFP = ExPHFP * Precio Unitario ExPHFP \dots \dots \dots (13)$$

3. Capítulo III: Material y Método

3.1 Material:

3.1.1 Inventario de usuarios en Tarifa BT7.

Tabla 1

Número de Usuarios BT7 -Al cierre de año 2022

N°	Distribuidora	N° de usuarios
1	Electronorte	40 152
2	Electrosur	7
3	Hidrandina	59 533
4	Elihinchá	2
5	Esempat	27
	Total	99 721

Nota. Información obtenida de Osinergmin.

Tabla 2

Ventas de energía anual 2022 Tarifa BT7

N°	Distribuidora	MWh
1	Electronorte	2 836
2	Electrosur	6
3	Hidrandina	4 678
4	Elihinchá	1
5	Esempat	12
	Total	7 533

Nota. Información obtenida de Osinergmin.

Tabla 3

Facturación de energía anual 2022 Tarifa BT7

N°	Distribuidora	Miles de soles
1	Electronorte	1 320
2	Electrosur	6
3	Hidrandina	3 466
4	Elihinja	6
5	Esempat	29
	Total	4 827

Nota. Información obtenida de

<https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/InfoComercial/IC2022T3.pdf>

3.1.2 Características técnicas de medidores prepago.

Los medidores de energía activa, cumplirán con el íntegro de las prescripciones de las siguientes normas:

Para Fabricación:

IEC 62053-21 Electricity metering equipment (a.c.) Particular requirements - Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2).

IEC 62052-11 Electricity metering equipment (AC) - General requirements, tests and test conditions - Part 11: Metering equipment.

IEC 6205321 Inmunidad a la corriente eléctrica.

IEC 61107 Data exchange for meter reading, tariff and load control - Direct local data exchange.

IEC/ISO 14443-2 Identification cards – Contactless integrated circuit(s) cards – Proximity cards – Part 2: Radio frequency power and signal interface

Para Recepción:

IEC 61358 Acceptance inspection for direct connected alternating current static watt-hour meters for active energy (Classes 1 and 2).

3.1.3 Información de usuarios. Casos de aplicación.

La población esta referida a todos los consumidores de energía eléctrica menores o igual a 20 kW ubicados en las 21 zonas de concesión de distribución de electricidad del Perú, en donde es aplicable la normatividad eléctrica peruana.

Caso 01: Complejo residencial de verano. Zona de Norte.

Tabla 4

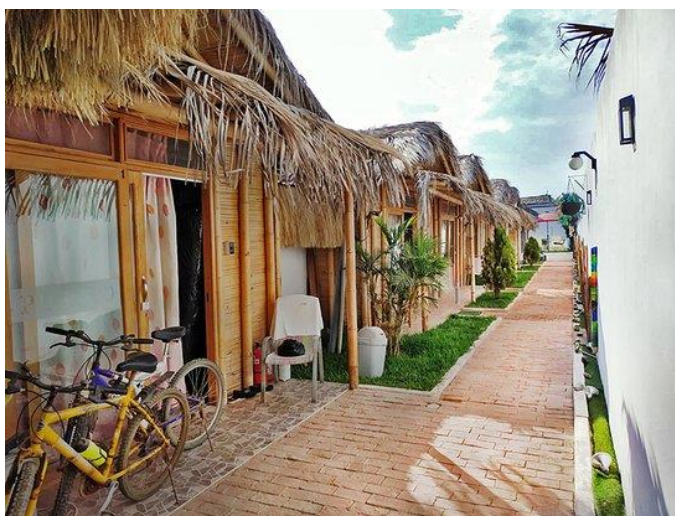
Estadísticas de consumo Caso 01

Cargo	Mayo-23	Abril-23	Marzo-23	Febrero-23	Enero-23	Diciembre-23
EAHP (kWh)	1262	1256	1256	1300	1395	1426
EAHFP (kWh)	3395	3125	3162	3120	3263	3856
Er leída (kVARh)	1702	1496	1585	1500	1523	1745
Máxima Demanda HP (kW)	16	16	16,9	17	16	19,5
Máxima Demanda HFP(kW)	19	19,1	18,8	19,3	19,6	19,7

Nota. Elaborada por los tesisistas con información comercial de la empresa.

Figura 13

Ejemplo de aplicación Caso 01 Bungalow Puerto Bamboo Piura.



Nota. Información tomada de Tridadvisor (2023)

Caso 02: Complejo de descanso de campo. Zona Carhuaz.

Tabla 5

Estadísticas de consumo Caso 02

Cargo	Nov-22	Oct-22	Set-22	Agosto-22	Julio-22	Junio-22	Mayo-22
EAHP (kWh)	1 404	1 326	1 358,5	1 352,9	1 584	1 700,5	1 458
EAHFP (kWh)	1 710	1 590	1 770	2 010	1 980	2 010	2 370
Er leída (kVARh)	989,3	945	1 023	1 036	1 152	1 166	1 198
Máxima Demanda HP (kW)	15,6	15,6	14,3	16,6	17,6	17,9	16,2
Máxima Demanda HFP (kW)	5,7	5,3	5,9	6,7	6,6	6,7	7,9

Nota. Elaborada por los tesisistas con información comercial de la empresa.

Figura 14

Ejemplo de aplicación Caso 02 Casa Montana Jazz Caraz.



Nota. Información tomada de Tridadvisor (2023)

Caso 03: Complejo de diversión selva alta. Zona Tarapoto.

Tabla 6

Estadísticas de consumo Caso 03

Cargo	Abril-23	Marzo-23	Feb-23	Enero-23	Dic-22	Novi-22	Oct-22
EAHP (kWh)	1 368	1 374	1 320	1 420	1 456	1 496	1 523
EAHFP (kWh)	3 602	3 562	3 984	3 879	3 745	3 956	3 230
Er leído (kVARh)	2 589	2 569	2 698	2 845	2 856	2 845	2 654
Máxima Demanda HP (kW)	16	16,9	16,5	16,3	17	18	17,2
Máxima Demanda HFP(kW)	17,2	17,2	18,2	18,9	18,6	18,4	18

Nota. Elaborada por los testistas con información comercial de la empresa.

Figura 15

Ejemplo de aplicación Caso 03 Discoteca Cava Resto Bar Tarapoto.



Nota. Información tomada de Tridadvisor (2023)

Caso 04: Pyme estacional zona norte. Desmotadora de Algodón. Información año 2033

Tabla 7

Estadísticas de consumo Caso 04

Cargo	Agosto	Julio	Junio	Mayo	Abril	Marzo
EAHP (kWh)	70	1120	1632	1678	523	78
EAHFP (kWh)	351	3 197	5 620	5 694	4 231	429
Er leída (kVARh)	198	1 456	2 451	2 500	1 503	188
Máxima Demanda HP (kW)	0,8	0,9	18	18	1,1	0,9
Máxima Demanda HFP(kW)	9	18	19	19,8	18,4	9

Nota. Elaborada por los tesisistas con información comercial de la empresa.

Caso 05: Usuario residencial Casa de Campo. Chimbote.

Tabla 8

Estadísticas de consumo Caso 05

Cargo	Mayo-23	Abril-23	Marzo-23	Febrero-23	Enero-23	Diciembre-22	Noviembre-22
EA (kWh)	245	245	298	212	302	375	278
Máxima Demanda (kW)	2,5	2,4	2,4	2,2	2,4	2,6	2,2

Nota. Elaborada por los tesisistas con información comercial de la empresa.

3.1.4 Menú tarifario. La información de los costos unitarios se ha extraído de la página de Osinergmin según la siguiente fuente:

<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/electricidad/pliegos-tarifarios-cliente-final>

Figura 13

Ubicación de los costos unitarios de tarifas del Perú.



Nota. Información obtenida de Osinergmin (2023)

3.2 Método.

3.2.1 El presente trabajo de investigación es del tipo pre-experimental, de naturaleza descriptiva.

3.2.2 Diseño de la investigación: Según Escudero & Cortez (2018), un diseño de investigación es un conjunto de componentes que interactúan para la realización de una determinada meta, así mismo es interactivo, flexible y reflexivo. El diseño de la investigación es no experimental, es aquel que se realiza sin manipular deliberadamente variables. Se basa fundamentalmente en la observación de fenómenos tal y como se dan en su contexto natural para después analizarlos. Recolectan datos a través del tiempo en puntos o períodos especificados, para hacer inferencias respecto al cambio, sus determinantes y consecuencias.

El diseño de la investigación pre-experimental se utiliza para establecer una relación entre la causa y el efecto de una situación. Es un diseño de investigación donde se observa el

efecto causado por la variable independiente tarifa BT7 sobre la variable dependiente costos de Facturación.



O1: Facturación de suministro de energía con tarifas en BT distintas a tarifa BT7.

O2: Facturación de suministro de energía con tarifa BT7.

X: Aplicación de Tarifa BT7.

G.E: Usuarios con consumos menores o igual a 20 kW.

3.2.3 Metodología de cálculo:

Se presenta la siguiente secuencia del cálculo para obtención de resultados y discusión realizado en el presente informe:

- Se determinan las condiciones de facturación con tarifas convencionales.
- Se proyecta la facturación de los casos tomados como ejemplo con Tarifa BT7.
- Se realiza un benchmarking entre las propuestas tarifarias y la tarifa BT7.
- Evaluar los costos de instalación de una tarifa BT7 con tecnologías modernas.

IV Resultados y Discusión.

4.1 Evaluación de Caso 1.

4.1.1 Condiciones tarifarias post-pago.

a. Consideraciones de cálculo.

Pliego Tarifario junio 2023.

Zona: Máncora.

Sector Típico: 2

Empresa Distribuidora: Electronoroeste.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=200000>

a. Tarifa BT3.

- Cargo Fijo mensual S/ 11,74.
- Cargo por energía activa fuera de punta. Aplicando la ecuación 2.
Costo unitario 0,3013 S/. /kWh.

$$FEAHFP = 3\,395 * 0,3013 = S/1\,022,91$$

- Cargo por energía activa en hora punta. Aplicando la ecuación 3.
Costo unitario 0,3646 S/. /kWh.

$$FEAHP = 1\,262 * 0,3646 = S/460,13$$

- Cargo por energía reactiva inductiva. Aplicando las ecuaciones 5 y 6.

Costo unitario 0,0474 S/. /kWh.

$$EAR_{facturada} = 1\,702 - (0,3 * (3\,395 + 1\,262)) = 304,9$$

$$FER_{facturada} = 304,9 * 0,0474 = S/14,45$$

- Determinación del grado de calificación. Aplicando la ecuación 7.
Número de Horas Punta del mes de mayo 2023 = (31-5) *5= 130 horas.

$$G.C = \frac{1\,262}{16 * 130} = 0,606 \quad \text{Calificacion en punta}$$

- Cargo por potencia activa de generación para usuarios. Aplicando la ecuación 8.
Costo unitario 49,17 S/./kW.

$$FPAG = 19 * 49,17 = S/934,23$$

- Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios. Aplicando la ecuación 9.

Costo unitario 75,78 S/./kW.

El valor de la potencia activa de generación se determina según el promedio aritmético de las dos máximas demandas de los 6 últimos meses.

$$PARDU = \frac{19,6 + 19,7}{2} = 19,65 \text{ kW}$$

$$FPARDU = 19,65 * 75,78 = S/ 1 485,15$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\begin{aligned} \text{Subtotal} &= 11,74 + 1 022,91 + 460,13 + 14,45 + 934,23 + 1 485,15 \\ &= S/ 3 928,61 \end{aligned}$$

$$\text{Total} = 3 928,61 * 1,18 = S/ 4 635,76$$

- b. Tarifa BT4. En la aplicación de la tarifa BT4 con respecto a la tarifa BT3 la diferencia radica en que la primera de ellas factura para la energía activa total un solo costo unitario.

- Cargo por energía activa total. Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,3167 S/./kWh.

$$FEAT = (3 395 + 1 262) * 0,3167 = S/1 474,87$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 11,74 + 1\,474,87 + 14,45 + 934,23 + 1\,485,15 = \text{S/ } 3\,920,40$$

$$\text{Total} = 3\,920,40 * 1,18 = \text{S/ } 4\,626,10$$

c. Tarifa BT5A.

- Cargo Fijo mensual S/ 11,74.
- Cargo por energía activa fuera de punta. Aplicando la ecuación 2.
Costo unitario 0,3013 S/. /kWh. (Costo similar a la Tarifa BT3)

$$\text{FEAHFP} = 3\,395 * 0,3013 = \text{S/ } 1\,022,91$$

- Cargo por energía activa en hora punta. Aplicando la ecuación 3.
Costo unitario 1,9488 S/. /kWh.

$$\text{FEAHP} = 1\,262 * 1,9488 = \text{S/ } 2\,459,39$$

- Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta. Aplicando la ecuación 13.
Costo unitario 73,28 S/. /kW.
Se determina el exceso de potencia en horas fuera de punta.

$$\text{ExPHFP} = 19 - 16 = 3$$

$$\text{FExPHFP} = 3 * 73,28 = \text{S/ } 219,84$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 11,74 + 1\,022,91 + 2\,459,39 + 219,84 = \text{S/ } 3\,713,88$$

$$\text{Total} = 3\,713,88 * 1,18 = \text{S/ } 4\,382,38$$

- Seguidamente se presenta el resumen de cálculos para la aplicación de las tarifas BT3, BT4 y BT5A:

Tabla 9
Facturacion Caso 01-Tarifa BT3

Cargo/Mes	May-23	Abr-23	Mar-23	Feb-23	Ene-23	Dic-22
CF	11,74	11,85	11,84	11,89	11,89	12,05
EAHFP	1 022,91	941,56	968,84	957,53	1 001,41	1 226,21
EAHP	460,13	457,94	465,72	482,69	517,96	547,01
ER facturada	14,45	8,79	12,56	8,63	6,23	8,05
PAG	934,23	939,15	893,19	932,77	947,27	1 055,93
PARDU	1 485,15	1 513,44	1 500,47	1 523,86	1 521,89	1 542,53
Subtotal (S/)	3 928,61	3 872,73	3 852,63	3 917,36	4 006,66	4 391,77
Total (S/)	4 635,76	4 569,83	4 546,10	4 622,49	4 727,86	5 182,29
Total 6 meses (S/)			28 284,33			

Nota. Información elaborada por los tesistas.

Tabla 10
Facturacion Caso 01-Tarifa BT4

Cargo/Mes	May-23	Abr-23	Mar-23	Feb-23	Ene-23	Dic-22
CF	11,74	11,85	11,84	11,89	11,89	12,05
EAT	1 474,87	1 387,46	1 437,18	1 426,33	1 503,14	1 764,72
ER facturada	14,45	8,79	12,56	8,63	6,23	8,05
PAG	934,23	939,15	893,19	932,77	947,27	1 055,93
PARDU	1 485,15	1 513,44	1 500,47	1 523,86	1 521,89	1 542,53
Subtotal (S/)	3 920,44	3 860,70	3 855,24	3 903,48	3 990,42	4 383,27
Total (S/)	4 626,12	4 555,62	4 549,19	4 606,11	4 708,69	5 172,26
Total 6 meses (S/)			28 217,98			

Nota. Información elaborada por los tesistas.

Tabla 11
Facturacion Caso 01-Tarifa BT5A

Cargo/Mes	May-23	Abr-23	Mar-23	Feb-23	Ene-23	Dic-22
CF	11,74	11,85	11,84	11,89	11,89	12,05
EAHFP	1 022,91	941,56	968,84	957,53	1001,41	1 226,21
EAHP	2 459,39	2 474,32	2 449,20	2 548,00	2 748,15	2 876,24
Ex PAHFP	219,84	231,63	140,71	175,10	274,07	152,30
Subtotal (S/)	3 713,88	3 659,36	3 570,59	3 692,52	4 035,52	4 266,80
Total (S/)	4 382,38	4 318,05	4 213,30	4 357,17	4 761,92	5 034,82
Total 6 meses (S/)			27067,64			

Nota. Información elaborada por los tesistas.

4.1.2 Aplicación de tarifa pre-pago.

- Consideraciones de cálculo:

Compra de energía en bloque 28 000 kWh.

Mes de compra noviembre 2022.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=200000>

- Cargo Fijo mensual S/ 3,77.
- Cargo por energía activa total. Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,8126 S/. /kWh.

$$FEAT = 28\ 000 * 0,8126 = S/22\ 752,80$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 3,77 + 22\ 752,80 = S/ 22\ 756,57$$

$$\text{Total} = 22\ 756,57 * 1,18 = S/ 26\ 852,75$$

- Energía Activa remanente por consumir

$$\text{Energía remanente por consumir} = 28\ 000 - 27\ 816 = 184\ kWh$$

4.1.3 Benchmarking tarifario.

Se presenta la tabla 12

Tabla 12

Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 01

Tarifa	Facturación(S/)	Ahorro (S/)	% de Ahorro
BT3	28284,33	1431,58	5,06%
BT4	28217,98	1365,23	4,84%
BT5A	27067,64	214,89	0,79%
BT7	26852,75		

Nota. Información elaborada por los tesisistas.

4.2 Evaluación de Caso 2.

4.2.1 Condiciones tarifarias post-pago.

a. Consideraciones de cálculo.

Para el consumidor: Valores de la tabla 5.

Pliego Tarifario diciembre 2022.

Zona: Carhuaz.

Sector Típico: 2

Empresa Distribuidora: Hidrandina.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=20000>

a. Tarifa BT3.

- Cargo Fijo mensual S/ 12,37.
- Cargo por energía activa fuera de punta. Aplicando la ecuación 2.
Costo unitario 0,3064 S/. /kWh.

$$FEAHFP = 1\,710 * 0,3064 = S/523,94$$

- Cargo por energía activa en hora punta. Aplicando la ecuación 3.
Costo unitario 0,3656 S/. /kWh.

$$FEAHP = 1\,404 * 0,3656 = S/513,30$$

- Cargo por energía reactiva inductiva. Aplicando las ecuaciones 5 y 6.

Costo unitario 0,0474 S/. /kWh.

$$EAR_{facturada} = 898,3 - (0,3 * (1\,710 + 1\,404)) = 55,1$$

$$FER_{facturada} = 55,1 * 0,0502 = S/2,76$$

- Determinación del grado de calificación. Aplicando la ecuación 7.
Número de Horas Punta del mes de noviembre 2022 = (30-5) *5= 125 horas.

$$G.C = \frac{1\,404}{15,6 * 125} = 0,72 \quad \text{Calificación en punta}$$

- Cargo por potencia activa de generación para usuarios. Aplicando la ecuación 8.
Costo unitario 54,84 S/./kW.

$$FPAG = 15,6 * 54,84 = S/855,50$$

- Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios. Aplicando la ecuación 9.

Costo unitario 73,98 S/./kW.

El valor de la potencia activa de generación se determina según el promedio aritmético de las dos máximas demandas de los 6 últimos meses.

$$PARDU = \frac{17,6 + 17,9}{2} = 17,75 \text{ kW}$$

$$FPARDU = 17,75 * 75,78 = S/ 1\,313,15$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 12,37 + 537,30 + 523,94 + 2,76 + 855,50 + 1\,313,15 = S/ 3\,221,03$$

$$\text{Total} = 3\,221,03 * 1,18 = S/ 3\,800,82$$

- b. Tarifa BT4. En la aplicación de la tarifa BT4 con respecto a la tarifa BT3 la diferencia radica en que la primera de ellas factura para la energía activa total un solo costo unitario.

- Cargo por energía activa total. Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,3208 S/./kWh.

$$FEAT = (1\,404 + 1\,710) * 0,3208 = S/ 998,97$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 12,37 + 998,97 + 2,75 + 855,50 + 1\,313,15 = S/ 3\,182,76$$

$$\text{Total} = 3\,182,76 * 1,18 = S/ 3\,755,65$$

c. Tarifa BT5A.

- Cargo Fijo mensual S/ 12,37.
- Cargo por energía activa fuera de punta. Aplicando la ecuación 2.
Costo unitario 0,3064 S/. /kWh. (Costo similar a la Tarifa BT3)

$$\text{FEAHFP} = 1\,710 * 0,3064 = S/ 523,94$$

- Cargo por energía activa en hora punta. Aplicando la ecuación 3.
Costo unitario 2,02 S/. /kWh.

$$\text{FEAHP} = 1\,404 * 2,02 = S/ 2\,836,08$$

- Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta. Aplicando la ecuación 13.
Costo unitario 70,93 S/. /kW.
Se determina el exceso de potencia en horas fuera de punta.

$$\text{ExPHFP} = 5,7 - 15,6 = -9,9$$

No se factura al ser el exceso negativo.

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 12,37 + 523,94 + 2\,836,08 + 0 = S/ 3\,372,39$$

$$\text{Total} = 3\,372,39 * 1,18 = S/ 3\,979,43$$

- Seguidamente se presenta el resumen de cálculos para la aplicación de las tarifas BT3, BT4 y BT5A:

Tabla 13

Facturacion Caso 02-Tarifa BT3

Cargo/Mes	Nov-22	Oct-22	Set-22	Ago-22	Jul-22	Jun-22	May-22
CF	12,37	12,27	12,32	12,33	12,33	12,09	12,04
EAHFP	513,30	441,29	452,1088	449,16	525,89	550,45	471,95
EAHP	523,94	438,52	488,166	552,55	544,30	543,10	640,37
ER facturada	2,77	3,64	4,382955	0,91	4,24	2,64	2,40
PAG	855,50	822,74	754,182	866,19	918,37	870,30	787,64
PARDU	1 313,15	1 318,47	1 323,9725	1 322,38	1 322,38	1 243,97	1 230,83
Subtotal (S/)	3 221,03	3 036,94	3 035,13	3 203,51	3 327,50	3 222,55	3 145,25
Total (S/)	3 800,82	3 583,59	3 581,46	3 780,15	3 926,45	3 802,61	3 711,39
Total 7 meses (S/)			26 186,47				

Nota. Información elaborada por los tesistas.

Tabla 14

Facturacion Caso 02-Tarifa BT4

Cargo/Mes	Nov-22	Oct-22	Set-22	Ago-22	Jul-22	Jun-22	May-22
CF	12,37	12,27	12,32	12,33	12,33	12,09	12,04
EAT	998,97	844,77	906,33	971,54	1029,64	1050,81	1084,09
ER facturada	2,77	3,64	4,382955	0,91	4,24	2,64	2,40064
PAG	855,50	822,74	754,182	866,19	918,37	870,30	787,644
PARDU	1 313,15	1 318,47	1 323,97	1 322,38	1 322,38	1 243,97	1 230,83
Subtotal (S/)	3 182,76	3 001,89	3 001,18	3 173,34	3 286,95	3 179,81	3 117,01
Total (S/)	3 755,65	3 542,23	3 541,40	3 744,55	3 878,60	3 752,17	3 678,08
Total 7 meses (S/)			25 892,68				

Nota. Información elaborada por los tesistas.

Tabla 15

Facturacion Caso 02-Tarifa BT5A

Cargo/Mes	Nov-22	Oct-22	Set-22	Ago-22	Jul-22	Jun-22	May-22
CF	12,37	12,27	12,32	12,33	12,33	12,09	12,04
EAHFP	513,30	438,52	488,17	552,55	544,30	543,10	640,37
EAHP	2 836,08	2 598,96	2 598,96	2 638,16	3 088,80	3 179,94	2 711,88
Ex PAHFP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subtotal (S/)	3 372,39	3 049,75	3 163,15	3 203,03	3 645,43	3 735,13	3 364,29
Total (S/)	3 979,42	3 598,71	3 732,51	3 779,58	4 301,61	4 407,45	3 969,87
Total 7 meses (S/)			27 769,15				

Nota. Información elaborada por los tesistas

4.2.2 Aplicación de tarifa pre-pago.

- Consideraciones de cálculo:

Compra de energía en bloque 24 000 kWh.

Mes de compra abril 2022.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=20000>

- Cargo Fijo mensual S/ 3,54.
- Cargo por energía activa total. Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,7378 S/. /kWh.

$$FEAT = 24\ 000 * 0,7378 = S/17\ 707,20$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 3,54 + 17\ 707,20 = S/ 22\ 756,57$$

$$\text{Total} = 22\ 756,57 * 1,18 = S/ 25\ 892,68$$

- Energía Activa remanente por consumir

$$\text{Energía remanente por consumir} = 24\ 000 - 23\ 623,90 = 376,10\ kWh$$

4.2.3 Benchmarking tarifario.

Se presenta la tabla 16

Tabla 16

Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 02

Tarifa	Facturación(S/)	Ahorro (S/)	% de Ahorro
BT3	26 186,47	5 291,97	20,21%
BT4	25 892,68	4 998,18	19,30%
BT5A	27 769,15	6 874,66	24,76%
BT7	20 894,50		

Nota. Información elaborada por los tesisistas.

4.3 Evaluación de Caso 3.

4.3.1 Condiciones tarifarias post-pago.

a. Consideraciones de cálculo.

Para el consumidor: Valores de la tabla 6.

Pliego Tarifario mayo 2023.

Zona: Tarapoto.

Sector Típico: 2

Empresa Distribuidora: Electro Oriente.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=220000>

a. Tarifa BT3.

- Cargo Fijo mensual S/ 13,58.
- Cargo por energía activa fuera de punta. Aplicando la ecuación 2.
Costo unitario 0,3524 S/. /kWh.

$$FEAHFP = 3\ 602 * 0,3524 = S/ 1\ 269,35$$

- Cargo por energía activa en hora punta. Aplicando la ecuación 3.
Costo unitario 0,4242 S/. /kWh.

$$FEAHP = 1\ 368 * 0,4242 = S/ 580,31$$

- Cargo por energía reactiva inductiva. Aplicando las ecuaciones 5 y 6.

Costo unitario 0,0484 S/. /kWh.

$$EAR\ facturada = 2\ 589 - (0,3 * (1\ 368 + 3\ 602)) = 1\ 098$$

$$FER_{facturada} = 1\ 098 * 0,0484 = S/53,14$$

- Determinación del grado de calificación. Aplicando la ecuación 7.
Número de Horas Punta del mes de abril 2023 = (31-7) *5= 120 horas.

$$G.C = \frac{1\ 368}{17,2 * 120} = 0,66 \quad \text{Calificacion en punta}$$

- Cargo por potencia activa de generación para usuarios. Aplicando la ecuación 8.
Costo unitario 57,79 S/./kW.

$$FPAG = 17,2 * 55,79 = S/959,59$$

- Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios. Aplicando la ecuación 9.

Costo unitario 74,71 S/./kW.

El valor de la potencia activa de generación se determina según el promedio aritmético de las dos máximas demandas de los 6 últimos meses.

$$PARDU = \frac{18,9 + 18,6}{2} = 18,75 \text{ kW}$$

$$FPARDU = 18,75 * 74,71 = S/ 1 400,81$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\begin{aligned} \text{Subtotal} &= 13,58 + 1 269,35 + 580,31 + 53,14 + 959,59 + 1 400,81 \\ &= S/ 4 272,77 \end{aligned}$$

$$\text{Total} = 4 272,77 * 1,18 = S/ 5 040,60$$

- b. Tarifa BT4. En la aplicación de la tarifa BT4 con respecto a la tarifa BT3 la diferencia radica en que la primera de ellas factura para la energía activa total un solo costo unitario.

- Cargo por energía activa total. Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,3703 S/./kWh.

$$FEAT = (1 368 + 3 602) * 0,3703 = S/1 840,40$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 13,58 + 1\,840,40 + 53,14 + 959,59 + 1\,400,81 = S/ 4\,267,51$$

$$\text{Total} = 4\,267,51 * 1,18 = S/ 5\,035,67$$

c. Tarifa BT5A.

- Cargo Fijo mensual S/ 13,58.
- Cargo por energía activa fuera de punta. Aplicando la ecuación 2.
Costo unitario 0,3524 S/. /kWh. (Costo similar a la Tarifa BT3)

$$\text{FEAHFP} = 3\,602 * 0,3524 = S/1\,269,35$$

- Cargo por energía activa en hora punta. Aplicando la ecuación 3.
Costo unitario 2,15 S/. /kWh.

$$\text{FEAHP} = 1\,368 * 2,15 = S/ 2\,941,20$$

- Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta. Aplicando la ecuación 13.
Costo unitario 68,17 S/. /kW.
Se determina el exceso de potencia en horas fuera de punta.

$$\text{ExPHFP} = 17,2 - 16 = 1,2$$

$$\text{FExPHFP} = 1,2 * 68,17 = S/81,80$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 13,58 + 1\,269,35 + 2\,941,20 + 81,80 = S/ 4\,305,93$$

$$\text{Total} = 4\,305,93 * 1,18 = S/ 5\,081,00$$

- Seguidamente se presenta el resumen de cálculos para la aplicación de las tarifas BT3, BT4 y BT5A:

-

Tabla 17

Facturacion Caso 03-Tarifa BT3

Cargo/Mes	Abr-23	Mar-23	Feb-23	Ene-23	Dic-22	Nov-22	Oct-22
CF	13,58	13,58	13,63	13,63	13,82	13,82	13,71
EAHFP	580,31	599,06	576,576	620,26	656,80	674,85	627,78
EAHP	1 269,34	1 295,50	1 451,3712	1 413,12	1 412,99	1492,60	1 101,10
ER facturada	53,14	52,67	54,89	62,26	65,04	60,71	63,36
PAG	959,59	926,91	997,90	1 036,29	1 142,60	1 130,31	1063,44
PARDU	1 400,81	1 406,25	1 424,25	1 424,25	1 424,32	1 408,92	1 400,21
Subtotal (S/)	4 276,77	4 293,97	4 518,63	4 569,81	4 715,57	4 781,21	4 269,62
Total (S/)	5 046,59	5 066,88	5 331,98	5 392,37	5 564,37	5 641,82	5 038,15
Total 7 meses (S/)			37 082,18				

Nota. Información elaborada por los tesistas.

Tabla 18

Facturacion Caso 03-Tarifa BT4

Cargo/Mes	Abr-23	Mar-23	Feb-23	Ene-23	Dic-22	Nov-22	Oct-22
CF	13,58	13,58	13,63	13,63	13,82	13,82	13,71
EAT	1 840,39	1 885,55	2 029,31	2 027,40	2 059,60	2 158,99	1 706,32
ER facturada	53,14	52,67	54,89	62,26	65,04	60,71	63,36
PAG	959,59	926,91	997,90	1 036,29	1 142,60	1 130,31	1 063,44
PARDU	1 400,81	1 406,25	1 424,25	1 424,25	1 424,32	1 408,92	1 400,21
Subtotal (S/)	4 267,51	4 284,96	4 519,99	4 563,83	4 705,37	4 772,75	4 247,06
Total (S/)	5 035,67	5 056,25	5 333,59	5 385,32	5 552,34	5 631,85	5 011,53
Total 7 meses (S/)			37 006,55				

Nota. Información elaborada por los tesistas.

Tabla 19

Facturacion Caso 03-Tarifa BT5A

Cargo/Mes	Abr-23	Mar-23	Feb-23	Ene-23	Dic-22	Nov-22	Oct-22
CF	13,58	13,58	13,63	13,63	13,82	13,82	13,71
EAHFP	580,31	599,06	576,58	620,26	656,80	674,85	627,78
EAHP	2 941,20	2 940,36	2 864,40	3 081,40	3 342,98	3 434,82	3 381,06
Ex PAHFP	53,14	52,67	54,90	62,26	65,04	60,71	63,37
Subtotal (S/)	4 305,93	4 270,05	4 447,72	4 689,11	4 882,66	4 969,45	4 552,61
Total (S/)	5 081,00	5 038,66	5 248,31	5 533,15	5 761,54	5 863,96	5 372,08
Total 7 meses (S/)			37 898,70				

Nota. Información elaborada por los tesistas.

4.3.2 Aplicación de tarifa pre-pago.

- Consideraciones de cálculo:

Compra de energía en bloque 36 000 kWh.

Mes de compra setiembre 2022.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=220000>

- Cargo Fijo mensual S/ 3,84.
- Cargo por energía activa total. Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,9676 S/. /kWh.

$$FEAT = 36\ 000 * 0,9676 = S/34\ 833,60$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 3,84 + 34\ 833,60 = S/ 34\ 837,44$$

$$\text{Total} = 34\ 837,44 * 1,18 = S/ 41\ 108,18$$

- Energía Activa remanente por consumir

$$\text{Energía remanente por consumir} = 36\ 000 - 23\ 623,90 = 85\ kWh$$

4.3.3 Benchmarking tarifario.

Se presenta la tabla 20.

Tabla 20

Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 03

Tarifa	Facturacion(S/)	Ahorro (S/)	% Mayor
BT3	37 082,18	-4 026,00	10,86%
BT4	37 006,55	-4 101,63	11,08%
BT5A	37 898,70	-3 209,48	8,47%
BT7	41 108,18		

Nota. Información elaborada por los tesisistas.

4.4 Evaluación de Caso 4.

4.4.1 Condiciones tarifarias post-pago.

a. Consideraciones de cálculo.

Para el consumidor: Valores de la tabla 7.

Pliego Tarifario setiembre 2022.

Zona: Chimbote rural.

Sector Típico: 2

Empresa Distribuidora: Hidrandina.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=20000>

a. Tarifa BT3.

- Cargo Fijo mensual S/ 12,33.
- Cargo por energía activa fuera de punta. Aplicando la ecuación 2.
Costo unitario 0,2813 S/. /kWh.

$$FEAHFP = 351 * 0,2813 = S/ 98,74$$

- Cargo por energía activa en hora punta. Aplicando la ecuación 3.
Costo unitario 0,3402 S/. /kWh.

$$FEAHP = 70 * 0,3402 = S/ 23,81$$

- Cargo por energía reactiva inductiva. Aplicando las ecuaciones 5 y 6.
Costo unitario 0,0512 S/. /kWh.

$$EAR \text{ facturada} = 198 - (0,3 * (351 + 70)) = 71,7$$

$$FER_{\text{facturada}} = 71,7 * 0,0512 = S/3,67$$

- Determinación del grado de calificación. Aplicando la ecuación 7.
Número de Horas Punta del mes de agosto 2022 = (31-5) *5= 130 horas.

$$G.C = \frac{70}{9 * 130} = 0,06$$

Calificación en fuera de punta

- Cargo por potencia activa de generación para usuarios. Aplicando la ecuación 8.
Costo unitario 48,00 S/./kW.

$$FPAG = 9 * 48,00 = S/432,00$$

- Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios. Aplicando la ecuación 9.
Costo unitario 71,30 S/./kW.

El valor de la potencia activa de generación se determina según el promedio aritmético de las dos máximas demandas de los 6 últimos meses.

$$PARDU = \frac{19,8 + 19}{2} = 19,4 \text{ kW}$$

$$FPARDU = 19,40 * 71,30 = S/ 1 383,22$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 12,33 + 23,81 + 98,74 + 3,67 + 432,00 + 1 383,22 = S/ 1 953,77$$

$$\text{Total} = 1 953,77 * 1,18 = S/ 2 305,45$$

- b. Tarifa BT4. En la aplicación de la tarifa BT4 con respecto a la tarifa BT3 la diferencia radica en que la primera de ellas factura para la energía activa total un solo costo unitario.

- Cargo por energía activa total. Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,2957 S/./kWh.

$$FEAT = (70 + 351) * 0,2957 = S/ 124,49$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 12,33 + 124,49 + 3,67 + 432,00 + 1 383,22 = S/ 1 955,71$$

$$\text{Total} = 1 955,71 * 1,18 = S/ 2 307,74$$

c. Tarifa BT5A.

- Cargo Fijo mensual S/ 12,33.
- Cargo por energía activa fuera de punta. Aplicando la ecuación 2.
Costo unitario 0,2813 S/. /kWh. (Costo similar a la Tarifa BT3)

$$FEAHFP = 351 * 0,2813 = S/ 98,74$$

- Cargo por energía activa en hora punta. Aplicando la ecuación 3.
Costo unitario 1,96 S/. /kWh.

$$FEAHP = 70 * 1,96 = S/ 137,20$$

- Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta. Aplicando la ecuación 13.
Costo unitario 71.45 S/. /kW.
Se determina el exceso de potencia en horas fuera de punta.

$$ExPHFP = 9 - 0,8 = 8,2$$

$$FExPHFP = 8,2 * 71,45 = S/585,89$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 12,33 + 98,74 + 137,20 + 585,89 = S/ 834,16$$

$$\text{Total} = 834,16 * 1,18 = S/ 984,30$$

- Seguidamente se presenta el resumen de cálculos para la aplicación de las tarifas BT3, BT4 y BT5A:

Tabla 21

Facturacion Caso 04-Tarifa BT3

Cargo/Mes	Ago-22	Jul-22	Jun-22	May-22	Abr-22	Mar-22
CF	12,33	12,33	12,09	12,04	11,70	11,70
EAHP	23,81	381,02	540,84	556,09	172,90	25,26
EAHFP	98,74	899,32	1 552,24	1 572,68	1 165,64	115,23
ER facturada	3,67	8,24	13,74	13,96	3,71	1,73
PAG	432,00	939,24	875,16	962,68	884,67	463,50
PARDU	1 383,22	1 445,30	1 415,424	1386,05	979,44	535,68
Subtotal (S/)	1 953,77	3 685,45	4 409,51	4 503,49	3 218,07	1 153,10
Total (S/)	2 305,45	4 348,83	5 203,22	5 314,12	3 797,32	1 360,66
Total 6 meses (S/)			22 329,59			

Nota. Información elaborada por los tesistas.

Tabla 22

Facturacion Caso 04-Tarifa BT4

Cargo/Mes	Ago-22	Jul-22	Jun-22	May-22	Abr-22	Mar-22
CF	12,33	12,33	12,09	12,04	11,70	11,70
EAT	124,49	1 276,54	2 100,18	2 134,93	1 373,91	143,13
ER facturada	3,67	8,24	13,74246	13,96	3,71	1,73
PAG	432,00	939,24	875,16	962,68	884,67	463,50
PARDU	1 383,22	1 445,30	1 415,424	1 386,05	979,44	535,68
Subtotal (S/)	1 955,71	3 681,64	4 416,60	4 509,65	3 253,43	1 155,74
Total (S/)	2 307,74	4 344,34	5 211,58	5 321,39	3 839,04	1 363,77
Total 6 meses (S/)			22 387,87			

Nota. Información elaborada por los tesistas.

Tabla 23

Facturacion Caso 04-Tarifa BT5A

Cargo/Mes	Ago-22	Jul-22	Jun-22	May-22	Abr-22	Mar-22
CF	13,58	13,58	13,63	13,63	13,82	13,82
EAHFP	98,74	899,32	1 552,24	1 572,68	1 165,64	115,23
EAHP	137,20	2 195,20	3 068,16	3 137,86	962,32	144,30
Ex PAHFP	585,89	1 221,80	69,97	124,58	1 160,14	519,94
Subtotal (S/)	834,16	4 328,64	4 702,46	4 847,16	3 299,80	791,17
Total (S/)	984,30	5 107,80	5 548,91	5 719,65	3 893,76	933,58
Total 6 meses (S/)			22 188,00			

Nota. Información elaborada por los tesistas.

4.4.2 Aplicación de tarifa pre-pago.

- Consideraciones de cálculo:

Compra de energía en bloque 24 700 kWh.

Mes de compra febrero 2022.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=220000>

- Cargo Fijo mensual S/ 3,46.
- Cargo por energía activa total. Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,7305 S/. /kWh.

$$FEAT = 24\ 700 * 0,7305 = S/18\ 043,35$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 3,46 + 18\ 043,35 = S/ 18\ 046,81$$

$$\text{Total} = 18\ 046,81 * 1,18 = S/ 21\ 295,24$$

- Energía Activa remanente por consumir

$$\text{Energía remanente por consumir} = 24\ 700 - 24\ 623 = 77\ kWh$$

4.4.3 Benchmarking tarifario.

Se presenta la tabla 24.

Tabla 24

Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 04

Tarifa	Facturación(S/)	Ahorro (S/)	% de Ahorro
BT3	22 329,59	1 034,36	4,63%
BT4	22 387,87	1 092,64	4,88%
BT5A	22 188,00	892,76	4,02%
BT7	21 295,24		

Nota. Información elaborada por los tesisistas.

4.5 Evaluación de Caso 5.

4.5.1 Condiciones tarifarias post-pago.

a. Consideraciones de cálculo.

Para el consumidor: Valores de la tabla 8.

Pliego Tarifario junio 2023.

Zona: Chimbote.

Sector Típico: 2

Empresa Distribuidora: Hidrandina.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=20000>

a. Tarifa BT5B Residencial.

- Cargo Fijo mensual S/ 4,26.
- Cargo por energía activa total, Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,7892 S/. /kWh.

$$FEAHFP = 412 * 0,7892 = S/ 325,15$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 4,26 + 325,15 = S/ 329,41$$

$$\text{Total} = 329,41 * 1,18 = S/ 388,70$$

- Seguidamente se presenta el resumen de cálculos para la aplicación de las tarifas BT5B Residencial.

Tabla 25

Facturación Caso 05-Tarifa BT5B R

Cargo/Mes	May-23	Abr-23	Mar-23	Feb-23	Ene-23	Dic-22	Nov-22
CF	4,26	4,32	4,34	4,36	4,38	4,38	4,40
EAT	325,15	300,06	308,09	240,39	315,84	337,56	281,16
Subtotal (S/)	329,41	304,38	312,43	244,75	320,22	341,94	285,56
Total (S/)	388,70	359,16	368,67	288,81	377,86	403,49	336,96
Total 7 meses (S/)				2 523,66			

Nota. Información elaborada por los tesisistas.

4.5.2 Aplicación de tarifa pre-pago.

- Consideraciones de cálculo:

Compra de energía en bloque 2 000 kWh.

Mes de compra octubre 2022.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=20000>

- Cargo Fijo mensual S/ 3,72.
- Cargo por energía activa total. Aplicando la ecuación 4.
Costo unitario 0,7905 S/. /kWh.

$$FEAT = 2\,000 * 0,7905 = S/1\,581,00$$

- Total facturado. Realizando la sumatoria de todos los cargos calculados y aplicando el valor del Impuesto General a las Ventas.

$$\text{Subtotal} = 3,72 + 1\,581 = S/ 1\,584,72$$

$$\text{Total} = 1\,584,72 * 1,18 = S/ 1\,869,97$$

- Energía Activa remanente por consumir

$$\text{Energía remanente por consumir} = 2\,000 - 1\,955 = kWh$$

4.5.3 Benchmarking tarifario.

Se presenta la tabla 26.

Tabla 26

Benchmarking entre opciones tarifarias-Caso 05

Tarifa	Facturación(S/)	Ahorro (S/)	% de Ahorro
BT5B R	2 523,66	653,69	25,90%
BT7	1 869,97		

Nota. Información elaborada por los tesisistas.

4.6 Análisis de resultados y evaluación económica.

- **Caso 01.**

Para el caso de un usuario en playa ubicado en zona de veraneo, se tiene el siguiente análisis;

La serie de datos es constante en sus variables físicas en análisis.

Para el caso de la intensidad de consumo de energía en horas punta se tiene un valor promedio de 62,46%, con lo cual existe un alto porcentaje de consumo de energía activa en horas punta, de lo cual se asume que son lugares de descanso.

Esta intensidad de alta implica un alto costo en la facturación de energía activa en horas punta para la Tarifa BT5A.

Se presenta el caso para el mes de mayo 2023.

$$\text{Intensidad de Consumo EAHP} = \frac{\text{EAHP}}{\text{N}^\circ\text{HP} * \text{Maxima Demanda HP} * \text{Dias HP mes}}$$

$$\text{Intensidad de Consumo EAHP} = \frac{1\ 262}{5 * 16 * 25} = 0,631 = 63,1\%$$

Con referencia a la intensidad de consumo de energía en horas fuera de punta se tiene un valor promedio de 29,9% , con lo cual el consumo de energía en horas fuera de punta es mínimo, permaneciendo los usuarios hospedados mayor parte de su tiempo fuera del hospedaje.

Se presenta el caso para el mes de mayo 2023:

$$\text{Intensidad de Consumo EAHFP} = \frac{\text{EAHFP}}{\text{N}^\circ\text{HFP} * \text{Maxima Demanda HFP} * \text{Dias HFP mes}}$$

$$\text{Intensidad de Consumo EAHFP} = \frac{3\ 395}{19 * 19 * 31} = 0,303 = 30,3\%$$

Para la relación Máxima demanda HP/Máxima demanda HFP promedio se tiene un valor de 87,76%, con lo cual existe una mayor demanda en HFP con relación a las HP. A esto podemos afirmar que las horas de ingreso al centro de hospedaje se realizan incluso en horas de madrugada (por ser el balneario un lugar de esparcimiento).

La presencia de las potencias constantes incrementa los costos en las facturaciones BT3 y BT4 con un grado calificación en HP. Del mismo modo el valor superior de la máxima demanda en HFP con respecto al valor de la máxima demanda en HP incrementa los costos en la tarifa BT5A.

Se presenta el caso para el mes de mayo 2023:

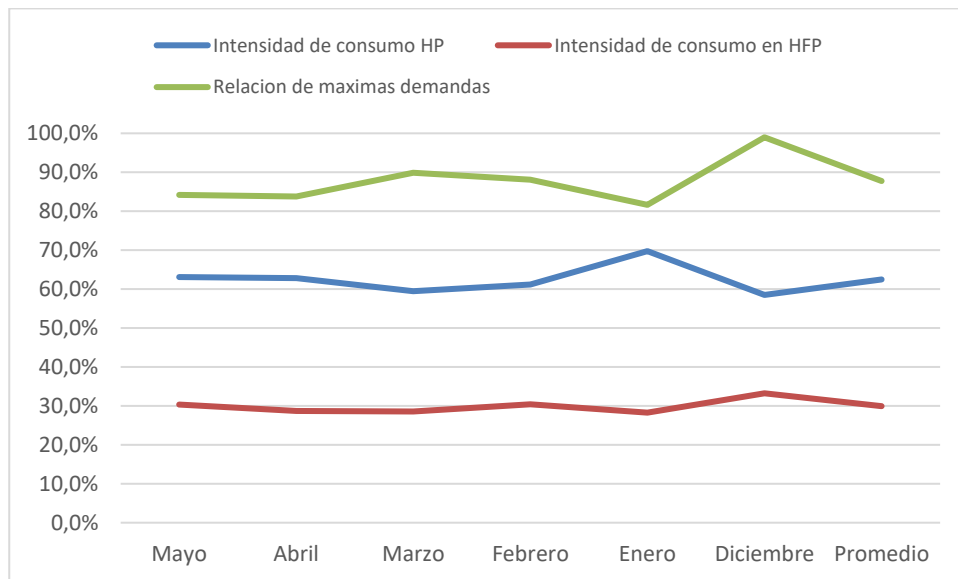
$$\text{Relacion de maximas demadas} = \frac{\text{Maxima demanda HP}}{\text{Maxima demanda HFP}}$$

$$\text{Relacion de maximas demadas} = \frac{16}{19} = 0,842 = 84,2\%$$

Se presenta el comportamiento de los tres indicadores de evaluación:

Figura 14

Comportamiento de Indicadores Caso 01



Nota. Información elaborada por los tesisistas.

El costo de instalar un medidor electrónico prepago en la zona de concesión de Electro Noroeste es de S/ 4 000,00.

El usuario se encuentra en la Tarifa BT3.

La reducción de costos para una serie de datos de 6 meses es de S/. 1 431,58

Se determina el payback de la inversión:

$$\text{Payback} = \frac{4\,000,00}{1\,431,58 * 2} = 1,39 = 1 \text{ año y } 4 \text{ meses}$$

- **Caso 02.**

Para el caso de un usuario en una zona de hospedaje en la montaña-zona de Carhuaz, lugar de reposo. Se tiene el siguiente análisis;

La serie de datos de 7 meses es constante en sus variables físicas en análisis.

Para el caso de la intensidad de consumo de energía en horas punta se tiene un valor promedio de 71,6%, con lo cual existe un alto porcentaje de consumo de energía activa en horas punta, por lo que son lugares de reposo.

Esta intensidad de alta implica un alto costo en la facturación de energía activa en horas punta para la Tarifa BT5A.

Se presenta el caso para el mes de noviembre 2022.

$$\text{Intensidad de Consumo EAHP} = \frac{1\,404}{5 * 15,6 * 25} = 0,72 = 72\%$$

Para la relación Máxima demanda HP/Máxima demanda HFP promedio se tiene un valor de 2,56 o es 256% superior, con lo cual existe una mayor demanda en HP con relación a las HFP. A esto podemos afirmar que las horas de mayor uso del centro de hospedaje es en HP.

La presencia de las potencias en HP incrementa los costos en las facturaciones BT3 y BT4 con un grado calificación en HP y en el caso de la potencia activa de generación. Del mismo modo el valor superior de la máxima demanda en HP con respecto al valor de la máxima demanda en HFP no afecta al costo de la tarifa BT5A.

Se presenta el caso para el mes de noviembre 2022:

$$\text{Relacion de maximas demadas} = \frac{15,6}{7,5} = 2,73 = 273\%$$

Con referencia a la intensidad de consumo de energía en horas fuera de punta se tiene un valor promedio de 52,6% , y con un valor de máxima demanda en HFP muy baja con respecto a la máxima demanda en HFP.

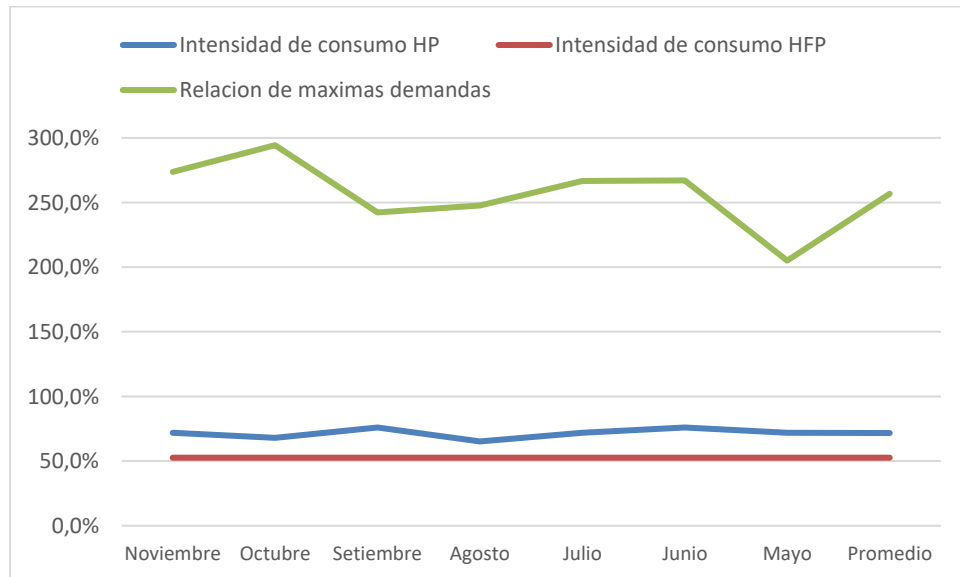
Se presenta el caso para el mes de noviembre 2022:

$$\text{Intensidad de Consumo EAHFP} = \frac{1\ 710}{19 * 5,7 * 31} = 0,526 = 52,6\%$$

Se presenta el comportamiento de los tres indicadores de evaluación:

Figura 15

Comportamiento de Indicadores Caso 02.



Nota. Información elaborada por los tesisistas.

El costo de instalar un medidor electrónico prepago en la zona de concesión de Hidrandina es de S/ 4 000,00.

El usuario se encuentra en la Tarifa BT3.

La reducción de costos para una serie de datos de 6 meses es de S/. 5 291,97

Se determina el payback de la inversión:

$$\text{Payback} = \frac{4\ 000,00}{5\ 291,97 * \left(\frac{12}{7}\right)} = 0,44 = 6 \text{ meses}$$

• **Caso 03.**

El usuario ubicado en la ciudad de Tarapoto es una discoteca que trabaja de forma permanente los 12 meses del año y 4 días a la semana.

Se tiene el siguiente análisis;

La serie de datos de 7 meses es constante en sus variables físicas en análisis.

Para el caso de la intensidad de consumo de energía en horas punta se tiene un valor promedio de 67,6%, con lo cual existe un alto porcentaje de consumo de energía activa en horas punta, en este centro de esparcimiento.

Esta intensidad de alta implica un alto costo en la facturación de energía activa en horas punta para la Tarifa BT5A, pero asu vez incrementa los costos de la Energía en HP para la tarifa BT7.

Se presenta el caso para el mes de abril 2023.

$$\text{Intensidad de Consumo EAHP} = \frac{1\ 368}{5 * 16 * 25} = 0,684 = 68,4\%$$

Para la relación Máxima demanda HP/Máxima demanda HFP promedio se tiene un valor de 0,933 o 93,3%, con lo cual existe una mayor demanda en HFP con relación a las HFP. A esto podemos afirmar que las horas de mayor uso del centro de esparcimiento es en horas de madrugada en HFP.

La presencia de las potencias en HFP y HP incrementa los costos en las facturaciones BT3 y BT4 con un grado calificación en HP y en el caso de la potencia activa de generación. Del mismo modo el valor superior de la máxima demanda en HFP con respecto al valor de la máxima demanda en HFP incrementa el costo de la tarifa BT5A.

Se presenta el caso para el mes de abril 2023.

$$\text{Relacion de maximas demandas} = \frac{16}{17,2} = 0,93 = 93\%$$

Con referencia a la intensidad de consumo de energía en horas fuera de punta se tiene un valor promedio de 36% , y con un valor de máxima demanda en HFP muy baja con respecto a la máxima demanda en HFP. Debido a que solo se consume energía activa en horas de madrugada.

Se presenta el caso para el mes de abril 2023.

$$\text{Intensidad de Consumo EAHFP} = \frac{3\ 602}{19 * 17,2 * 30} = 0,367 = 36,7\%$$

- **Caso 04.**

Para el caso de una pyme desmotadora de algodón con consumo estacional, se tiene el siguiente análisis;

La serie de datos es alta en los meses de Junio y Mayo, y en Julio y Abril es mínima, mo existiendo producción el resto de 6 meses.

Para el caso de la intensidad de consumo de energía en horas punta no se tiene un valor constante en la serie de datos variando entre:

Meses de alta producción entre 72 a 74%.

Meses de baja producción entre 380 a 995%.

Meses sin producción entre 69 a 70%

Con referencia a la intensidad de consumo de energía en horas fuera de punta no se tiene un valor constante en la serie de datos variando entre:

Meses de alta producción entre 51 a 50%.

Meses de baja producción entre 31 a 40%.

Meses sin producción entre 6,8 a 8,3%

Para la relación Máxima demanda HP/Máxima demanda HFP es variable según los siguientes casos:

Meses de alta producción entre 90 a 94%.

Meses de baja producción entre 5 a 6%.

Meses sin producción entre 8,9 a 10%

El costo de instalar un medidor electrónico prepago en la zona de concesión de Hidrandina es de S/ 4 000,00.

El usuario se encuentra en la Tarifa BT3.

La reducción de costos para una serie de datos de 6 meses es de S/. 1 034,36

Se determina el payback de la inversión:

$$Payback = \frac{4\ 000,00}{1\ 034,36} = 3,86 = 3 \text{ año y } 10 \text{ meses}$$

- **Caso 05**

Para el caso de la tarifa BT5B R para un usuario residencial con consumos solo los fines de semana le resulta rentable el cambio de opción tarifaria a BT7.

El costo de instalar un medidor electrónico prepago en la zona de concesión de Hidrandina es de S/ 3 000,00.

El usuario se encuentra en la Tarifa BT5B R.

La reducción de costos para una serie de datos de 6 meses es de S/. 653,69

Se determina el payback de la inversión:

$$Payback = \frac{3\,000,00}{653,69} = 4,58 = 4 \text{ año y } 7 \text{ meses}$$

4.7 Discusión de resultados.

Para la investigación de Centeno, V. (2016) se optó por un cambio tarifario en media tensión desde una tarifa BT3 a una tarifa BT2 con bajo consumo de energía y potencia en horas punta, la finalidad de un cambio tarifario es adecuarse a un menú tarifario que permita la reducción de costos mensuales. En nuestra investigación se han analizado 5 casos, de los cuales 4 pueden adaptarse a la tarifa prepago BT7, y solo una de los casos no presenta condiciones para optar por una tarifa prepago.

En la investigación de Guzmán, R. & Saldívar, J. (2017) se incide en la importancia del sistema de gestión para la tarifa prepago en zonas rurales de cuzco, pero no presenta valores de calculo que evidencien la rentabilidad del cambio tarifario. A diferencia de ello en la presente investigaciones han concluido en determinar las características de un posible consumidor prepago: un usuario residencial con casa de campo, un centro de hospedaje de un circuito de playas, una pyme estacional y un centro de hospedaje de montaña.

En la investigación de Jorge, J. (2020), se realiza un análisis entre las ventajas de estar en media tensión con referencia aun suministro en baja tensión, básicamente por los menores costos unitarios en media tensión. En nuestra investigación los casos analizados son para clientes en baja tension, y la tarifa prepago se presenta como alternativa económica para cierto tipo de consumidores, estos últimos al optar por la tarifa BT7 presentan ahorros

económicos significativos. El inconveniente se da en la inversión, debido a los costos de los medidores prepago.

En la investigación de Loaiza, R. (2015), comparte conclusiones el aspecto regulatorio de las tarifas eléctricas a partir de que es necesario tener un menú tarifario con costos unitarios claros y transparentes para poder ser una fuente de información al usuario final. En cambio, nuestra investigación no aborda ese tema, más bien se centra en buscar, según el tipo de caso, cuál de ellos se adapta a la tarifa prepago, para ello tiene en cuenta sus características propias de consumo, su estacionalidad, entre otros aspectos.

En la investigación de Núñez, J. & Parrales, T. (2012) se presenta las ventajas del sistema prepago en cuanto a su confiabilidad al hurto de energía, ya que al ser un sistema de venta de energía en bloque y con la tecnología de medición se adapta a diversas situaciones. Lo único que aún es costoso su implementación, para lo cual se abordan temas de las facilidades de su implementación mediante subsidios u otro tipo de mecanismo promoción, en Ecuador. En la presente investigación no se ha tocado los mecanismos de promoción para la implementación, el cual debería darse de alguna forma para ser viable su implementación masiva.

Conclusiones

Se presentan las siguientes conclusiones en respuesta a los objetivos específicos:

- Se identificaron las características de consumo de diversos tipos de usuarios y su estructura de costos en las tarifas BT3, BT4 y BT5A en función de cada uno de ellas se determina su facturación mensual, en este caso para 5 casos distintos, en función a tres indicadores de análisis que influyen en sus costos finales.
- Se tiene 5 casos de aplicación para la tarifa BT7, así tenemos, un centro de hospedaje en playa, un centro de hospedaje en la montaña, un centro recreación, una pyme estacional y un usuario residencial con casa de campo de fin de semana. Cada uno de ellos con características muy particulares en su consumo. De las cuales solo 4 casos ofrecen características de aplicación de la tarifa prepago.
- El Caso 2 permite un mayor monto de ahorro anual en la facturación con un valor de S/ 6 874,66 cuando migra desde una tarifa BT5A a una tarifa prepago con un porcentaje de ahorro de 24,76%, mientras que el caso 5 permite ahorros en la facturación de 25,90% para una reducción anual de la facturación de S/ 653,59.
- Se ha evaluado el payback para los 04 casos que permiten una reducción de costos al migrara la tarifa prepago, donde los valores de retorno de la inversión varían desde 6 meses para el caso 2 a 4 años y 7 meses para el caso del cliente residencial, siendo necesario para este último incentivar mecanismos de promoción para su implementación.

Recomendaciones

- Se debe completar el presente trabajo con una investigación futura referente a los mecanismos de promoción para la implementación de la tarifa BT7 en los casos que presentan ahorros considerables luego de su implementación. Sobre todo en su aplicación en los pequeños consumidores como lo representa el caso5.
- Es un trabajo pendiente la verificación de la implementación de la tarifa inteligente BT5I la cual se ha promulgado recientemente y ofrece posibilidades de ahorro en la facturación en los consumidores al tener costos diferenciados en determinadas horas de día. Ese mecanismo de promoción debería implementarse en la tarifa BT7.
- La tarifa prepago ofrece beneficios a ciertos consumidores, por lo tanto se requiere la promoción por parte del estado y normativas que permitan su masificación.

Referencias bibliográficas.

Acevedo, J. (2018). Influencia de la tarifa, el pago de compensaciones y el tipo de empresa sobre la calidad del suministro eléctrico por interrupciones en el sistema de distribución de media tensión urbano, Tesis de Maestría en Sistemas de Regulación. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en:

https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/12439/ACEVEDO_WOGL_JOSE_INFLUENCIA_TARIFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Arias, C. Casas, M. Cervantes, L. & Dávila, A, (2021). La Creación del Agente Comercializador de Energía Eléctrica en el Perú, Tesis de Maestría, Universidad ESAN. Perú. Disponible en:

https://repositorio.esan.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12640/2725/2021_MAGE_18-1_03_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Calderón, R. (2018). Condiciones para la aplicación del mercado libre de electricidad para la reducción de la facturación de las tarifas eléctricas en las plantas de producción de hielo. Tesis para optar título de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Perú. Disponible en:

<https://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14278/3121/47244.pdf?sequence=1>

Chuyes, C. (2022). Uso de infraestructura de medición avanzada en sistemas de distribución eléctrica en el Perú: un estudio de caso. Tesis de Maestría . Pontificia Universidad Católica del Perú, Disponible en:

https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/24322/CHUYES_GUTIERREZ_C%c3%89SAR_AUGUSTO_MG.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Centeno, V. (2016). Propuesta de optimización de costo para migración de plan tarifario eléctrico en la empresa T&K insumos E.I.R.L Lima-2016. Tesis para optar el título de Ingeniero Industrial. Universidad Privada del Norte. Perú. Disponible en:

https://repositorio.upn.edu.pe/bitstream/handle/11537/11177/T055_42637225_T.pdf?sequence=1

Godoy, J. Huamani, J. & Sánchez, L. (2019). ANÁLISIS DE COSTOS EN LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA BASADAS EN LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y SU REGLAMENTACIÓN. Tesios para título de Ingeniero Electricista. Universidad Nacional del Callao. Perú, Disponible en:
http://repositorio.unac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12952/3981/SANCHEZ%2C%20HUAMANI%20Y%20GODOY_PREGRADO_2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Guzmán, R. & Saldívar, J. (2017). Factibilidad para el uso de contadores de energía eléctrica prepago en zonas rurales”. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista. Universidad San Antonio de Abad. Cuzco. Perú. Disponible en:
<https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/3935/253T20170454.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Jorge, J. (2020). Análisis comparativo de las tarifas eléctricas en MT y BT para la aplicación a clientes regulados en la ciudad de Huancayo. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista. Universidad Continental. Perú. Disponible en:
<https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/8778>

Loaiza, R. (2015). Estrategias de precios confusos y poder de mercado: Un análisis de corte transversal para el mercado de Telecomunicaciones Móviles Peruano. Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de los Servicios Públicos. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en:
https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/5922/LOAIZA_LOWER_ROZZANA ESTRATEGIAS.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Minem (2009). RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 061-2009-EM/DGE. Aprueban Especificación Técnica medidor Prepago de Energía Activa Monofásico para Corriente Alterna, Tipo Monocuerpo, Recarga Mediante Tarjeta Inteligente de Dos Vías, sin Contacto, Encriptada y con Memoria de Almacenamiento, Perú. Disponible en:
https://minem.gob.pe/archivos/legislacion-cz75j30b1761zzmzem-r_d_061-2009.pdf

Núñez. & Parrales, T. (2012). Estudio para la implementación de un sistema de medición de energía eléctrica pre-pagada, en los bloques del banco ecuatoriano de la vivienda, Babahoyo, calle Martin Icaza”. Tesis para la obtención del Título de: tecnólogo en electricidad. Universidad Técnica de Babahoyo. Ecuador. Disponible en: <http://dspace.utb.edu.ec/bitstream/handle/49000/577/T-UTB-FAFI-SIST-000038.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Ojeda, D. (2019). Efectividad económica de las tarifas eléctricas en el sector industrial del Ecuador, Tesis para obtener el título de maestría en Economía del Desarrollo. Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, FLACSO Ecuador Departamento de Desarrollo, Ambiente y Territorio. Disponible en: <https://repositorio.flacsoandes.edu.ec/bitstream/10469/15499/8/TFLACSO-2019DEOP.pdf>

Osinermin (2018). Condiciones de aplicación de tarifas finales de energía. GART-OSINERGMIN. Perú. Disponible en: <https://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2018/OSINERG%20No.236-2018-OS-CD-Norma.pdf>

Osinermin (2007). Procedimiento de Regulación de las Tarifas del Servicio Prepago de Electricidad. Informe N° 0028-2007-GART. Perú. Disponible en: <https://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2007/Informe-No.028-2007-GART.pdf>

Pomahuali, N. (2018). Influencia del exceso de potencia en la Facturación final no residencial de los clientes de ElectroSur S.A en el periodo 2016-2017. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista. Universidad Continental. Perú. Disponible en: https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/4505/1/IV_FIN_109_T_E_Pomahuali_Mangalaya_2018.pdf

Rodríguez, M. (2015). Diseño de tarifas eléctricas: tarifas de redes de distribución. Tesis Programa Doctoral de Ingeniería Industrial e Informática. Universidad Pontificia de Comillas. España. Disponible en:

<https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/6290>

Rojas, J. (2014). ACCESO UNIVERSAL Y SOSTENIBILIDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO RURAL DEL PERÚ. Tesis de Maestría. Pontificia Universidad Católica del Perú, Disponible en:

file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/ROJAS_BALTAZAR_JUAN_JOSE_%20ACCESO.pdf

Sánchez. R, Huamani, J. & Godoy, J. (2019). Análisis de costos en la facturación eléctrica basadas en la ley de concesiones eléctricas y su reglamentación. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista. Universidad Nacional del Callao. Perú. Disponible en:

http://repositorio.unac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12952/3981/SANCHEZ%20%20HUAMANI%20Y%20GODOY_PREGRADO_2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Torres, J. (2010). Tarifas eléctricas de uso doméstico eficientes: propuesta para un esquema de tarifas multi-partes. Tesis para optar el grado de Maestría en Economía con Orientación en Economía Industrial. Universidad de Nueva León México. Disponible en:

<http://eprints.uanl.mx/6522/1/Tarifas%20el%C3%A9ctricas%20de%20uso%20dom%C3%A9stico%20eficientes.pdf>

Anexos

Índice de Anexos

Anexo 1 Extracto de la Resolución N° 206-2013-OS/CD, referente a las tarifas prepago.

Anexo 2 Conexión del medidor e instalación del sistema de control al interior del predio del cliente.

Anexo 3 Diagrama de instalación de suministro eléctrico. Empresa ENSA.

Anexo 4 Características de la Instalación del Medidor Pre-pago en Baja tension. Empresa ENSA.

Anexo 5 Catalogo medidor prepago EXCELEC. Monofásicas trifilares.

Anexo 6 Catalogo medidor prepago EXCELEC. Trifasicos trifilares.

Anexo 1 Extracto de la Resolución N° 206-2013-OS/CD, referente a las tarifas prepago.

CAPÍTULO SÉPTIMO
CONDICIONES ESPECÍFICAS DE APLICACIÓN PARA LOS USUARIOS DEL
SERVICIO PREPAGO

Artículo 26°.- Opción Tarifaria BT7

26.1 Solo podrán optar por la opción tarifaria BT7, aquellos usuarios del servicio eléctrico en BT que reúnan las siguientes condiciones:

- a) Que posean un equipo de medición con las características especiales requeridas por el servicio prepago.
- b) Que su demanda máxima de potencia sea de hasta 20 kW.
- c) Que se encuentren dentro de los alcances establecidos por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 007-2006-EM y sus modificatorias.

26.2 La empresa distribuidora elegirá una tecnología de venta y el tipo de equipo de medición prepago en forma uniforme en una misma localidad o sistema eléctrico, con la finalidad de optimizar la gestión comercial y técnica. Los equipos de medición prepago son regulados por el OSINERGMIN para este efecto.

Artículo 27°.- Facturación de energía activa a usuarios prepago del servicio eléctrico

27.1 El Cargo Comercial del Servicio Prepago (CCSP), el monto mensual por mantenimiento y reposición, el importe por alumbrado público, el Fondo de Compensación Social Eléctrica y el aporte de los usuarios de electricidad al fondo de electrificación rural, serán aplicados de conformidad con lo previsto en el Decreto Supremo N° 007-2006-EM, modificado por el Decreto Supremo N° 031-

2008-EM, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.

27.2 Luego de aplicar los conceptos indicados en el párrafo precedente, el monto de energía adquirido por el usuario prepago será facturado en función al saldo de dinero que el usuario dispone y el valor del cargo tarifario por energía activa correspondiente a la opción tarifaria BT7, según la siguiente fórmula:

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

Donde:

EA : Es la energía activa adquirida por el usuario en forma anticipada, en kW.h.
CEA : es el cargo por energía activa , en S/. /kW.h
S_U : Es el saldo de dinero que el usuario dispone, expresado en Nuevos Soles
IGV : Tasa del Impuesto General a las Ventas aplicable al suministro eléctrico expresada en %

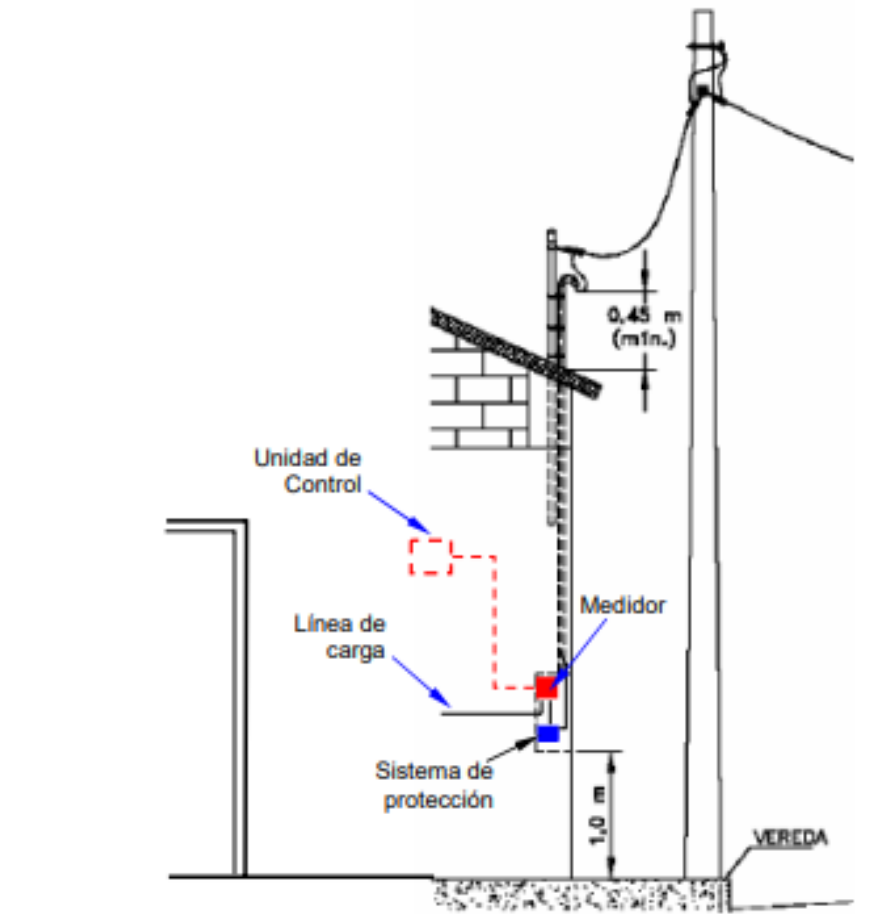
Artículo 28°.- Aplicación del FOSE a la Opción Tarifaria BT7

A efectos de la aplicación del FOSE, la opción tarifaria BT7 se considera equivalente a la opción tarifaria BT5B.

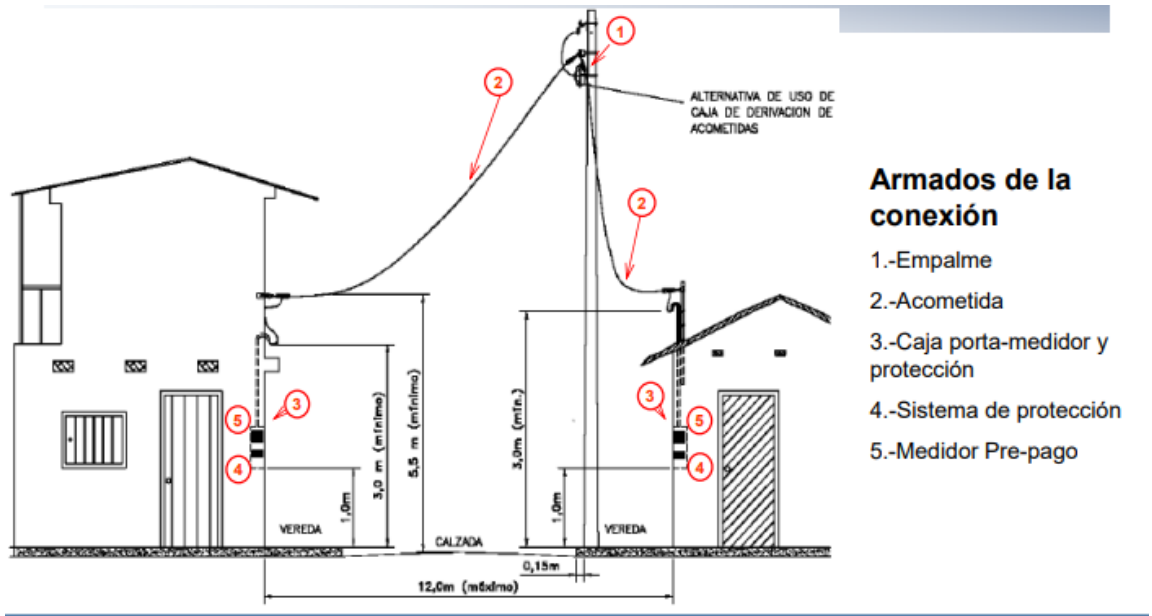
Artículo 29°.- Facturación del Cargo Comercial del Servicio Prepago

El cargo comercial del servicio prepago de electricidad se facturará mensualmente y solo se cobrará en la primera compra del mes, con independencia de otros cargos tarifarios, de conformidad con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 007-2006-EM o el que lo modifique. Cuando el usuario no compre energía durante períodos mayores a un mes, el importe por el cargo comercial del servicio prepago de electricidad se acumularán y será deducido de la siguiente compra de energía.

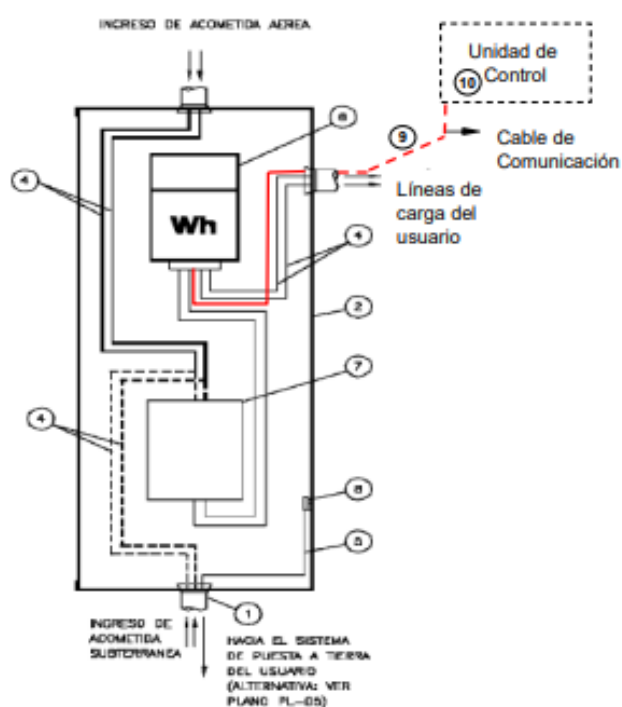
Anexo 2 Conexión del medidor e instalación del sistema de control al interior del predio del cliente.



Anexo 3 Diagrama de instalación de suministro eléctrico. Empresa ENOSA.



Anexo 4 Características de la Instalación del Medidor Pre-pago en Baja tension.
Empresa ENOSA.



Descripción de Materiales

- 1 Tubo de PVC-SAP
- 2 Caja porta medidor con protección
- 3 Conductor Neutro
- 4 Conductor de fase
- 5 Conductor de Puesta a tierra
- 6 Medidor electrónico pre-pago 2hilos
- 7 Protección termo-magnética
- 8 Terminal para puesta a tierra
- 9 Cable de comunicación
- 10 Unidad de Control Pre-pago

Anexo 5 Catalogo medidor prepago EXCELEC. Monofásicas trifilares

"Calidad Garantizada"



Los **PPKW** [Pague por Kilovatio] son la línea de medidores electrónicos de energía eléctrica prepago y postpago de última generación, que operan en modo off-line y con comunicaciones alámbricas y control en tiempo real bajo el concepto AME [Infraestructura avanzada de medición].

El **PPKW** es un medidor monofásico trifilar bicuadro para operación en postpago o prepago tipo base o adaptador riel DIN, es decir está conformado por dos módulos; el MCU [Unidad de control de medición] y el CIU [Control de interfaz de usuario].

El medidor MCU [Unidad de control de medición] se instala en el exterior, mientras el control CIU [Control de interfaz de usuario] se instala en el interior de la vivienda del usuario. Ambos módulos se pueden comunicar por PLC [Power line communication] que utiliza el cableado existente dentro de la vivienda haciendo muy versátil la conexión del CIU en cualquier tomacorriente y no requiere cableado adicional o por comunicación alámbrica de dos hilos 2W entre el MCU y el CIU.

EXCELEC es miembro del STS Association y los **PPKW** están certificados como productos STS, que es el estándar prepago más ampliamente usado en el mundo.

excelec

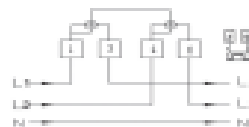
Características Técnicas

MEDIDOR	
VOLTAJE DE OPERACIÓN	120V - 240V
CORRIENTE NOMINAL	5A
CORRIENTE MÁXIMA	80A
FRECUENCIA DE LA RED	40/70Hz
PRECISIÓN	Clase 1
MODO DE OPERACIÓN	Prepago o Postpago / Bidireccional (Opcional)
CONFIGURACIÓN	Monofásico trifilar, Bifásico trifilar
INSTALACIÓN	Base
COMUNICACIÓN ENTRE MEDIDOR Y CONTROL REMOTO	ZW: Loop de Corriente aislado por cable (2x22AWG o mayor) PLC: Comunicación por línea eléctrica, no requiere alambrado
SENSORES	Detector de apertura de tapa de bombas
ALARMA SONORA	Buzzer
DIMENSIONES DEL MEDIDOR	Longitud: 160 mm Ancho: 122 mm Alto: 61 mm

CONTROL REMOTO													
DISPLAY	LCD												
TECLADO	PLC: 12 teclas que incluyen dígitos del 0-9, tecla de retroceso y enter ZW: Campo eléctrico												
ALARMA SONORA	Buzzer												
DIMENSIONES CONTROL REMOTO	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>ZW</th> <th>PLC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Longitud:</td> <td>118 mm</td> <td>156 mm</td> </tr> <tr> <td>Ancho:</td> <td>74 mm</td> <td>92 mm</td> </tr> <tr> <td>Alto:</td> <td>26 mm</td> <td>31 mm</td> </tr> </tbody> </table>		ZW	PLC	Longitud:	118 mm	156 mm	Ancho:	74 mm	92 mm	Alto:	26 mm	31 mm
	ZW	PLC											
Longitud:	118 mm	156 mm											
Ancho:	74 mm	92 mm											
Alto:	26 mm	31 mm											
INSTALACIÓN	En muro												

CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES	
PREPAGO	STS
ESTÁNDARES TÉCNICOS	IEC 62052-01, IEC 62053-20, IEC 62055-01, IEC 62055-02 IEC 62056-01, IEC 62056-21, IEC 62055-31, DISCOMA9 (MC171)

DIAGRAMA DE CONEXIÓN ZW



Para ordenar

CÓDIGO	SEÑALES COMPLETOS	CONEXIÓN CON CABLE	PAQUETE	CABLES
PP02 0704 ZW 0	Medidor prepago monofásico trifilar trifilar Insumos alambrado tipo base 120V-220V 5A (80A)	ZW	1/2	3
PP02 0704 PLC 0	Medidor prepago monofásico trifilar trifilar Insumos PLC tipo base 120V-220V 5A (80A)	PLC	1/2	3

Cra. 50 # 79 Sur 35, Piso 4
Medellín - Colombia
Tel: (574) 301 22 22

Documento número: DP17004

Anexo 6 Catalogo medidor prepago EXCELEC. Trifásicos trifilares.

www.excelec.com

"Calidad Garantizada"



Una red moderna y funcional empieza con la medición inteligente y la medición inteligente se hace con los medidores PPKW.

Los **PPKW** (Pague por Kilovatio) son la línea de medidores electrónicos de energía eléctrica prepago y postpago de última generación, que operan en modo off-line y con comunicaciones inalámbricas y control en tiempo real bajo el concepto AMI (Infraestructura avanzada de medición).

El **PPKW** es un medidor trifásico para operación en postpago o en prepago. Puede ser monocuerpo o bicuerpo y es ideal para medición de potencia en aplicaciones industriales o de macromedición en instalaciones residenciales.

La línea de **PPKW** ofrece una amplia gama de posibilidades de comunicaciones entre el medidor MCU y la unidad de interfase CIU, incluyendo PLC y dos hilos. El **PPKW** está configurado para comunicarse con la CIU con dos hilos que además de permitir la combinación, suministran la potencia requerida por la CIU.

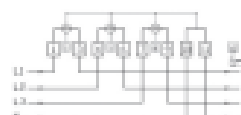
EXCELEC es miembro del STS Association y el medidor está certificado como producto STS, que es el estándar prepago más ampliamente usado en el mundo.

excelec

Características Técnicas

MEDIDOR													
VOLTAJE DE OPERACIÓN	3x220/208V - 3x230/400V												
CORRIENTE NOMINAL	5A/10A												
CORRIENTE MÁXIMA	100A												
FRECUENCIA DE LA RED	50 - 60 Hz												
PRECISIÓN	Potencia Activa Clase 1 / Potencia Reactiva Clase 2												
MODO DE OPERACIÓN	Prepago o Postpago												
CONFIGURACIÓN	Trifásico tetrafilar												
FIJACIÓN	Tipo pared												
COMUNICACIÓN MEDIDOR Y CONTROL REMOTO (CM)	Loop de Corriente aislado o PLC												
DIMENSIONES MEDIDOR	Longitud: 287 mm Ancho: 89 mm Alto: 75 mm												
OPCIONALES	Display y teclado en el medidor												
PROTECCIONES ANTIFRAUDE	- Apertura - Interferencia magnética - Potencia inversa - Protección de sobrecarga - Protección de cero carga - Detección de SRE (Significant Reverse Energy)												
PUERTO ÓPTICO	Si												
CONTROL REMOTO													
DISPLAY	LED												
TECLADO	PLC: 12 teclas que incluyen dígitos del 0-9, tecla de retroceso y enter ZW: Campo eléctrico												
ALARMA SONORA	Buzzer												
DIMENSIONES CONTROL REMOTO	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>ZW</th> <th>PLC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Longitud:</td> <td>110 mm</td> <td>155 mm</td> </tr> <tr> <td>Ancho:</td> <td>24 mm</td> <td>62 mm</td> </tr> <tr> <td>Alto:</td> <td>21 mm</td> <td>35 mm</td> </tr> </tbody> </table>		ZW	PLC	Longitud:	110 mm	155 mm	Ancho:	24 mm	62 mm	Alto:	21 mm	35 mm
	ZW	PLC											
Longitud:	110 mm	155 mm											
Ancho:	24 mm	62 mm											
Alto:	21 mm	35 mm											
INSTALACIÓN	En muro												
CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES													
PRENGO	SIS												
ESTÁNDARES TÉCNICOS	IEC 62052-11, IEC 62053-21, IEC 62055-41, IEC 62055-51 IEC 62056-61, IEC 62056-21, IEC 62055-31, DISCOMAG (MC 174)												

DIAGRAMA DE CONEXIÓN



Para ordenar

CÓDIGO	NOMBRE COMPLETO	COMUNICACIÓN CON CM	BASES	CAJAS
PM09 (P-10) ZW 0	Medidor prepago trifásico tetrafilar integrado alimentado tipo base	ZW	3	0
PM09 (P-10) PLC 0	Medidor prepago trifásico tetrafilar integrado PLC tipo base	PLC	3	0

Cra. 50 # 79 Sur 35, Piso 4
Medellín - Colombia
Tel: (574) 300 22 22

Documento número: 0219004



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Jois Samantha Aguilar Neciosup , Bachiller de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
-----------	----------	--	-----------	--	------------	---

Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
----------------------	-----------------------	--	--	--	--	--

Departamento Académico:						
-------------------------	--	--	--	--	--	--

Escuela de Posgrado	Maestría		Doctorado	
---------------------	----------	--	-----------	--

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

Efecto de la tarifa prepago BT7 en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW. Casos de aplicación

presentado en 112..... folios, para la obtención del Grado académico:	()
---	-----

Título profesional:	(X)	Investigación anual:	()
---------------------	-----	----------------------	-----

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Chimbote, setiembre del 2023

Firma:

Nombres y Apellidos: Jois Samanta Aguilar Neciosup

DNI:

75 178051



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Karen Evelyn Diaz Justiniano, Bachiller de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

Efecto de la tarifa prepago BT7 en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW. Casos de aplicación

presentado en 112..... folios, para la obtención del Grado académico: ()

Título profesional: (X) Investigación anual: ()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Chimbote, setiembre del 2023

Firma:

Nombres y Apellidos: Karen Evelyn Diaz Justiniano

DNI:

76546833



ACTA DE APROBACIÓN DE ORIGINALIDAD

Yo, Robert Fabian Guevara Chinchayan

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Departamento Académico	ENERGIA, FISICA Y MECANICA					
Título:	X	Maestría:		Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa. Asesor / Unidad de Investigación revisora del trabajo de Investigación intitulado:

Efecto de la tarifa prepago BT7 en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW. Casos de aplicación

Del estudiante / docente:

De la escuela / departamento académico:

Constato que la investigación presentada tiene un porcentaje de similitud del 24 % el cual se verifica con el reporte de originalidad de la aplicación Turnitin adjunto.

Quién suscribe la presente, declaro el haber analizado dicho reporte y concluyo que las coincidencias detectadas no se conforman como plagio. A mi claro saber y entender, la investigación cumple con las normas de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional del Santa.

Nuevo Chimbote, setiembre de 2023

Firma:

Nombres y Apellidos del Asesor/Presidente UI: Guevara Chinchayan Robert Fabian

DNI:

32788460

9	tesis.ucsm.edu.pe Fuente de Internet	1 %
10	repositorio.unac.edu.pe Fuente de Internet	1 %
11	repositorio.ulima.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
12	www.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
13	bibliotecadigital.odepa.gob.cl Fuente de Internet	<1 %
14	repositorio.unj.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
15	core.ac.uk Fuente de Internet	<1 %
16	www.smv.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
17	uaesp.gov.co Fuente de Internet	<1 %
18	1library.co Fuente de Internet	<1 %
19	repositorio.unsaac.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
20	repositorio.continental.edu.pe Fuente de Internet	<1 %

21	vsip.info Fuente de Internet	<1 %
22	www.simugalicia.com Fuente de Internet	<1 %
23	tesis.ipn.mx Fuente de Internet	<1 %
24	repositorio.utn.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
25	cdn.www.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
26	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
27	www.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
28	pirhua.udep.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
29	pt.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
30	repository.lasalle.edu.co Fuente de Internet	<1 %

Excluir citas

Activo

Excluir coincidencias < 15 words

Excluir bibliografía

Activo

