

**Universidad Católica de Santa María**  
**Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales**  
**Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica**  
**Eléctrica y Mecatrónica**



**AHORRO ECONÓMICO MEDIANTE LA EVALUACIÓN TARIFARIA  
ELÉCTRICA DEL MERCADO DE CLIENTES REGULADOS A CLIENTES  
LIBRES, CASO DE UNA PLANTA INDUSTRIAL**

Tesis presentada por el Bachiller:

**Lázaro Cahuana, Kevin Diego**

Para optar el Título Profesional de:

**Ingeniero Mecánico Electricista**

Asesor:

**Dr. Castillo Cáceres, Cesar Pio**

**Arequipa – Perú**

**2022**

UCSM-ERP

**UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA**  
**INGENIERIA MECANICA, MECANICA-ELECTRICA Y MECATRONICA**  
**TITULACIÓN CON TESIS**  
**DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR**

Arequipa, 07 de Noviembre del 2022

**Dictamen: 007263-C-EPIMMEM-2022**

Visto el borrador del expediente 007263, presentado por:

**2013190121 - LAZARO CAHUANA KEVIN DIEGO**

Titulado:

**AHORRO ECONOMICO MEDIANTE LA EVALUACION TARIFARIA ELECTRICA DEL MERCADO DE  
CLIENTES REGULADOS A CLIENTES LIBRES, CASO DE UNA PLANTA INDUSTRIAL**

Nuestro dictamen es:

**APROBADO**

**1828 - GORDILLO ANDIA CARLOS ALBERTO  
DICTAMINADOR**



**2107 - CHANI OLLACHICA DEIDAMIA GIOVANNA  
DICTAMINADOR**



**2398 - RIVERA ACOSTA VICTOR GONZALO  
DICTAMINADOR**





## DEDICATORIA

**A nuestro divino creador**, por haberme permitido llegar a lograr mis sueños, y por su infinito amor.

**A mis Padres y hermanos**, por su comprensión y apoyo incondicional.

**A ella**, por darme la fuerza para seguir adelante.

**Kevin Diego, Lázaro Cahuana**

### AGRADECIMIENTO

A mis profesores de la Universidad, por sus enseñanzas.

A mis compañeros de trabajo, por sus aportes, colaboración y críticas constructivas.

A todos mis ex compañeros de promoción de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica Eléctrica y Mecatrónica de la UCSM, con quienes compartí los mejores momentos de mi vida estudiantil.

**Kevin Diego, Lázaro Cahuana**

## RESUMEN

El presente estudio propone como objetivo principal analizar el consumo eléctrico y las tarifas existentes en el mercado para una empresa metalmecánica de la ciudad de Tacna, dedicada a la fabricación de equipamiento minero, maquinaria industrial básicamente fabricación de vigas H, plataformas de transporte, tanques industriales, galpones, etc. y todo lo que respetan área metalmecánica, tiene actualmente 50 empleados. En dicho lugar se ha realizado el análisis tarifario para lo cual se ha evaluado durante 6 meses el consumo energético que tiene, instalándose un equipo analizador de redes marca METREL, para poder observar su diagrama de carga y cómo es el consumo energético que tiene y de acuerdo a ello se ha realizado los cálculos de económicos que implicaría en todas las tarifas tanto de media tensión como de baja tensión Además del análisis tarifario como cliente regulado también se ha realizado el análisis económico y tarifario en el caso de que sea un cliente libre, para ello se ha solicitado diferentes cotizaciones con las empresas suministradoras de energía eléctrica para tener los costos aproximados, dándose ganador a la empresa que nos ofreció una menor costo de kilowatt hora y mejores condiciones de asesoramiento e implementación de equipos.

Entonces este estudio busca encontrar el mejor plan tarifario ya sea como cliente regulado o cliente libre mediante el análisis del consumo eléctrico real que tiene la planta, además se hizo de acuerdo a todos los cálculos mediciones y proyecciones efectuadas se llegó a la conclusión de que era recomendable para dicha empresa, ya que tenía un consumo mayor a 200 KW pasar a ser un cliente libre en donde el ahorro de la energía era significativo con el mismo consumo de energía eléctrica, Además importante mencionar que esto sin ningún costo de inversión inicial ya que en los equipos de protección que necesita instalar van a formar parte de un préstamo que nos va a dar la empresa suministradora de energía durante el tiempo de contrato manteniendo un consumo de energía mínimo, el cual se cumpliría.

**Palabras clave:** Pliego tarifario, clientes libres, clientes regulados, potencia eléctrica en C.A.

## ABSTRACT

The main objective of this study is to analyze the electricity consumption and the existing rates in the market for a metalworking company in the city of Tacna, dedicated to the manufacture of mining equipment, industrial machinery, basically the manufacture of H-beams, transport platforms, industrial tanks, sheds, etc. and everything that respects the metalworking area, currently has 50 employees. In this place, the tariff analysis has been carried out, for which the energy consumption has been evaluated for 6 months, installing a METREL brand network analyzer equipment, to be able to observe its load diagram and how is the energy consumption that it has and of Accordingly, the economic calculations have been carried out that would imply in all tariffs, both medium voltage and low voltage. In addition to the tariff analysis as a regulated client, the economic and tariff analysis has also been carried out in the event that it is a free client, For this, different quotes have been requested from the electricity supply companies to have the approximate costs, with the winner being the company that offered us a lower cost per kilowatt hour and better conditions for advice and implementation of equipment.

So this study seeks to find the best rate plan either as a regulated client or free client by analyzing the actual electricity consumption of the plant, in addition, it was made according to all the calculations, measurements and projections made, it was concluded that it was recommended for said company, since it had a consumption greater than 200 KW, to become a free client where the energy savings were significant with the same consumption of electrical energy. It is also important to mention that this without any initial investment cost since The protection equipment that needs to be installed will be part of a loan that the energy supply company will give us during the time of the contract, maintaining a minimum energy consumption, which would be met.

**Key words:** Tariff schedule, free customers, regulated customers, electrical power in AC.

## ÍNDICE

RESUMEN .....	v
ABSTRACT .....	vi
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I .....	3
1. PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO .....	4
1.1. Descripción del problema .....	4
1.2. Objetivos .....	5
1.2.1. Objetivo general .....	5
1.2.2. Objetivos específicos .....	5
1.3. Alcances del diseño .....	5
CAPÍTULO II .....	6
2. MARCO TEÓRICO .....	7
2.1. El Sector Eléctrico Peruano .....	7
2.2. Sistema de generación, transmisión, distribución y utilización en Perú .....	11
2.2.1. Generación Eléctrica .....	11
2.2.2. Transmisión Eléctrica .....	12
2.2.3. Distribución Eléctrica .....	13
2.2.4. Comercialización .....	15
2.3. Descripción del sistema tarifario en el Perú .....	16
2.4. Componentes de una factura eléctrica industrial .....	17
2.5. Metodología para la fijación de tarifas .....	17
2.6. Formación de precios de energía y potencia .....	19
2.6.1. Precio básico de energía .....	19
2.6.2. Precio básico de potencia .....	21
2.7. Marco general de la regulación en el sector eléctrico peruano .....	22

2.8.	Clientes regulados y clientes libres .....	23
2.9.	Normatividad peruana norma “opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final” .....	24
2.10.	Artículo 3-A en la Ley N° 27510, que crea el fondo de compensación social eléctrica (FOSE) .....	27
2.11.	Comparación de tarifas peruanas con tarifas internacionales.....	28
2.12.	Condición específica de aplicación de cada opción tarifaria guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica.....	31
2.12.1.	Opción tarifaria MT2.....	31
2.12.2.	Opción tarifaria MT3.....	33
2.12.3.	Opción tarifaria MT4.....	35
CAPÍTULO III .....		39
3.	ANÁLISIS DEL CONSUMO ELÉCTRICO Y SELECCIÓN ÓPTIMO DE TARIFA DE LA PLANTA INDUSTRIAL.....	40
3.1.	Descripción del usuario .....	40
3.2.	Características del suministro de energía eléctrica.....	40
3.3.	Análisis del consumo eléctrico, máxima demanda.....	41
3.4.	Diagramas de carga del consumo eléctrico .....	44
3.5.	Selección óptima de la tarifa de la Planta industrial.....	48
CAPÍTULO IV .....		56
4.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO .....	57
4.1.	Evaluación tarifaria del suministro eléctrico .....	57
4.2.	Evaluación de la facturación y comparación con cliente regulado .....	62
4.3.	Evaluación del contrato de suministro de energía eléctrica de cliente libre.....	62
4.3.1.	Contrato de Comodato de equipos con Opción de Compra con Empresa METALMECANICA-Caso estudio .....	63
4.3.2.	Acuerdo Privado con Empresa METALMECANICA-Caso estudio .....	67

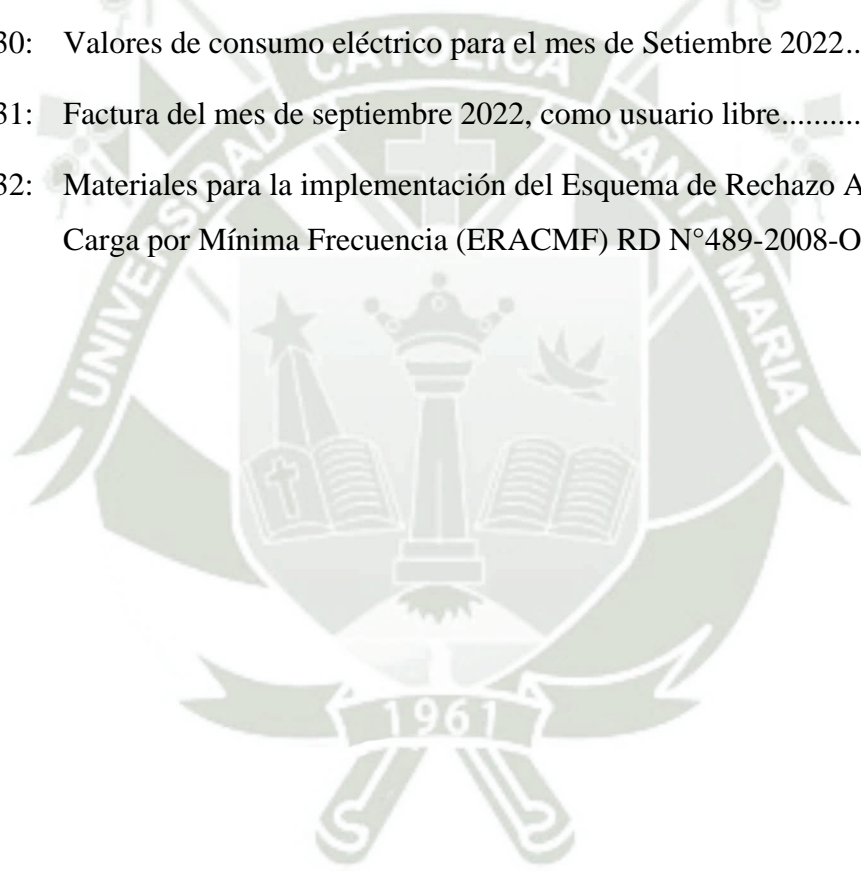
4.3.3. Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada con Empresa METALMECANICA-Caso estudio .....	69
4.4. Análisis económico del cambio de usuario de libre a regulado .....	76
4.5. Equipos a instalar como usuarios libres .....	82
CONCLUSIONES.....	86
RECOMENDACIONES .....	88
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	89



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Producción de Energía Eléctrica por Empresa durante diciembre 2014 .....	10
Tabla 2:	Normativas en el Perú.....	26
Tabla 3:	Tarifas eléctricas usuarios .....	27
Tabla 4:	Tarifas por sector .....	28
Tabla 5:	Tarifas Residenciales: Características Principales en diferentes países de la región.....	30
Tabla 6:	Costos de potencia por tipo de calificación tarifaria 3. ....	34
Tabla 7:	Costos de potencia por tipo de calificación tarifaria 4. ....	36
Tabla 8:	Consumo eléctrico y máxima demanda.....	41
Tabla 10:	Costos de las tarifas vigentes en la zonificación de la empresa .....	49
Tabla 11:	Costos de las tarifas vigentes en la zonificación de la empresa .....	50
Tabla 12:	Datos resumen de la empresa para el cálculo de tarifa.....	51
Tabla 13:	Evaluación del costo económico en la opción tarifaria MT2 .....	52
Tabla 14:	Evaluación del costo económico en la opción tarifaria MT2 .....	52
Tabla 15:	Evaluación del costo económico en la opción tarifaria MT2 .....	53
Tabla 16:	Evaluación del costo económico en la opción tarifaria BT2 .....	53
Tabla 17:	Evaluación del costo económico en la opción tarifaria BT3 .....	54
Tabla 18:	Evaluación del costo económico en la opción tarifaria BT4 .....	54
Tabla 19:	Evaluación del costo económico en la opción tarifaria BT5A .....	55
Tabla 20:	Comparativo de las tarifas vigentes para usuarios regulados .....	55
Tabla 21:	Lista de suministradores de clientes libres Perú.....	58
Tabla 22:	Precio base de energía .....	60
Tabla 23:	Evaluación del costo económico en la opción CLIENTE LIBRE.....	62
Tabla 24:	Cuadro comparativo de las tarifas para usuarios regulados y libres.....	62

Tabla 25:	Comparación de costos de energía usuario regulado y libre (proyectado de acuerdo a los cálculos y la información medida JULIO 2021.....	77
Tabla 26:	Comparación de costos de energía usuario regulado y libre (de acuerdo a la medición real como cliente libre). Agosto 2022.....	78
Tabla 27:	Valores de consumo eléctrico para el mes de agosto 2022 .....	78
Tabla 28:	Factura del mes de agosto 2022, como usuario libre.....	79
Tabla 29:	Comparación de costos de energía usuario regulado y libre (de acuerdo a la medición real como cliente libre) setiembre 2022.....	80
Tabla 30:	Valores de consumo eléctrico para el mes de Setiembre 2022.....	80
Tabla 31:	Factura del mes de septiembre 2022, como usuario libre.....	81
Tabla 32:	Materiales para la implementación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) RD N°489-2008-OS/CD.....	85



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1:	Línea de tiempo de las Normas en el sector eléctrico .....	7
Figura 2:	Proceso de transformación de la energía primaria .....	11
Figura 3:	Proceso de transformación y pérdidas de la energía primaria.....	12
Figura 4:	Líneas de transmisión.....	13
Figura 5:	Densidad del sistema de distribución .....	14
Figura 6:	Modelo de competencia minorista .....	15
Figura 7:	Formación de precios consumidores residenciales .....	18
Figura 8:	Composición de la tarifa eléctrica residencial.....	19
Figura 9:	Cálculo de precio básico de energía.....	20
Figura 10:	Precio básico de energía.....	20
Figura 11:	Precio básico de la potencia .....	21
Figura 12:	Precios de usuarios libres y regulados.....	24
Figura 13:	Evolución de la capacidad instalada.....	29
Figura 14:	Potencia en Horas Punta y Fuera de Punta.....	32
Figura 15:	Distribución de planta – primer nivel.....	43
Figura 16:	Distribución de planta – segundo nivel .....	43
Figura 17:	Analizadores de la calidad de la energía, MI 2892 Power Master .....	44
Figura 18:	Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de julio 2021.....	44
Figura 19:	Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de junio 2021.....	46

Figura 20: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de mayo 2021 .....	46
Figura 21: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de abril 2021.....	47
Figura 22: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de marzo 2021 .....	47
Figura 23: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de febrero 2021 .....	48



## INTRODUCCIÓN

Este presente trabajo denominado evaluación tarifaria eléctrica de mercado de cliente regulado cliente libre de una planta industrial nos da la oportunidad de evaluar los parámetros eléctricos en campo y además verificar la normatividad existente con respecto tanto a los clientes regulados y los clientes libres y los tipos de tarifa eléctrica existentes para buscar la más óptima adecuada para el diagrama de consumo que tiene la planta con lo cual obtendríamos un ahorro significativo con un costo de inversión mínima o cero.

Es importante mencionar los antecedentes ya que está al ser una empresa metalmecánica tuvo los inicios con una potencia contratada muy baja con lo cual tenía un suministro en baja tensión y un medidor trifásico con el tiempo ha ido aumentando tanto la maquinaria como el personal y por lo tanto también la potencia contratada se ha ido incrementando en un primer momento el propietario instalo hasta 3 medidores de energía eléctricos trifásicos en baja tensión, con lo cual podría abastecer de cierta manera la productividad de la planta, ya que el costo de inversión de una subestación es relativamente alta. Entonces prácticamente la empresa concesionaria le ha obligado el suministro en media tensión y por lo tanto la instalación de una subestación eléctrica la cual actualmente tiene un transformador de 360 KVA y con una potencia contratada de 250 KW con la empresa concesionaria de Tacna que es la ElectroSur.

Efectuando la evaluación tarifaria fácilmente nos hemos dado cuenta de que el cambio de baja tensión a media tensión para el cliente ha sido un gran ahorro a largo plazo, pagándose el costo de la subestación en un tiempo corto dado el ahorro económico que se tiene con las tarifas en media tensión.

El estudio que se realizó fue en busca de la mejor tarifa ya sea el caso de cliente regulado que el resultado fue una tarifa MT3 para el tipo de consumo que tiene la planta y comparado luego está tarifa MT3 con los costos unitarios de energía y otros costos como cliente libre, dio por resultado que era más conveniente para el propietario pasarse a ser cliente libre teniéndose grandes ahorros de energía que ya serán explicados en el desarrollo de la tesis.

Entonces en el primer capítulo se tiene el planteamiento de la tesis, en el segundo capítulo se tiene un resumen marco teórico de todos los tipos de tarifas, la terminología importante y necesaria para la aplicación del análisis de tarifas que se quiera hacerle repente por un alumno de pregrado y la normatividad vigente.

En el tercer capítulo tenemos el análisis del consumo eléctrico que se ha realizado con las mediciones se presentan tanto las tablas como diagramas del consumo eléctrico los cuadros de carga y también se presenta en los resultados de las tarifas que se tendrían de acuerdo a las mediciones efectuadas para finalmente seleccionar la opción tarifaria más adecuada para la planta industrial En el capítulo 4 tenemos la presentación de resultados con la evaluación tarifaria del suministro eléctrico que es elegido como cliente libre presentándose el ahorro energético que se realizó para el análisis que fue Julio del 2021 y también se tiene los costos actuales, porque ya es un cliente libre, de acuerdo a la facturación se ha hecho entonces una comparación de la facturación actual y cuánto pagaría si estuviera en la tarifa MT3 lográndose grandes ahorros económicos.





## 1. PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO

### 1.1. Descripción del problema

En nuestro país el mayor consumo de energía eléctrica se registra en las industrias tanto del sector minero como otros tipos, representa más de 56% (22 440 GWh) del total a nivel nacional, según fuentes de Osinergmin, además los clientes del servicio eléctrico pueden ser de dos tipos: Libres y Regulados. Se diferencian por la cantidad de Potencia de consumen. El usuario Libre es una condición eléctrica en la cual el cliente tienen la posibilidad de acceder a precios más bajos de Energía con una reducción del 15% al 30%. Va a depender de tu nivel de consumo, pero siempre hay ahorro. Si bien es cierto que cada usuario dependiendo de su consumo puede elegir entre ser libre o regulado, pero no todos los clientes conocen estas opciones ni el procedimiento para el cambio que les permitiría un ahorro significativo sin ninguna inversión, el precio que pagarán por su suministro dependerá de lo acordado en sus contratos de suministro, el cual se realiza de manera bilateral entre el Usuario Libre y Suministrador. Solo en Arequipa se pudo verificar que muchas empresas que tienen una Máxima Demanda Anual de más de 200kW son aún clientes regulados lo cual eleva los costos por el consumo de energía eléctrica, pudiendo optar por ser clientes libres.

Pueden ser Usuarios Libres aquellos agentes del mercado eléctrico que se encuentran conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y cuya potencia contratada es igual o superior a 0.2 MW. Sin embargo, aquellos agentes conectados al SEIN que tengan una potencia contratada entre 0.2 MW y 2.5 MW, podrán elegir entre la condición de Usuarios Libres o Cliente Regulado. A esto último se le denomina rango optativo. (Bonifaz, 2001)

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo general

Realizar una evaluación tarifaria eléctrica a una planta industrial Metalmecánica para pasar de cliente regulado a cliente libre.

### 1.2.2. Objetivos específicos

- Presentar los conceptos básicos y normativos de las tarifas eléctricas.
- Analizar la opción tarifaria más óptima de un caso estudio planta industrial.
- Presentar el procedimiento detallado del paso de cliente regulado a libre
- Presentar el análisis de los costos de lo ahorrado con el cambio efectuado a cliente libre
- Presentar las opciones Tarifarias vigentes, y Políticas Energéticas.

## 1.3. Alcances del diseño

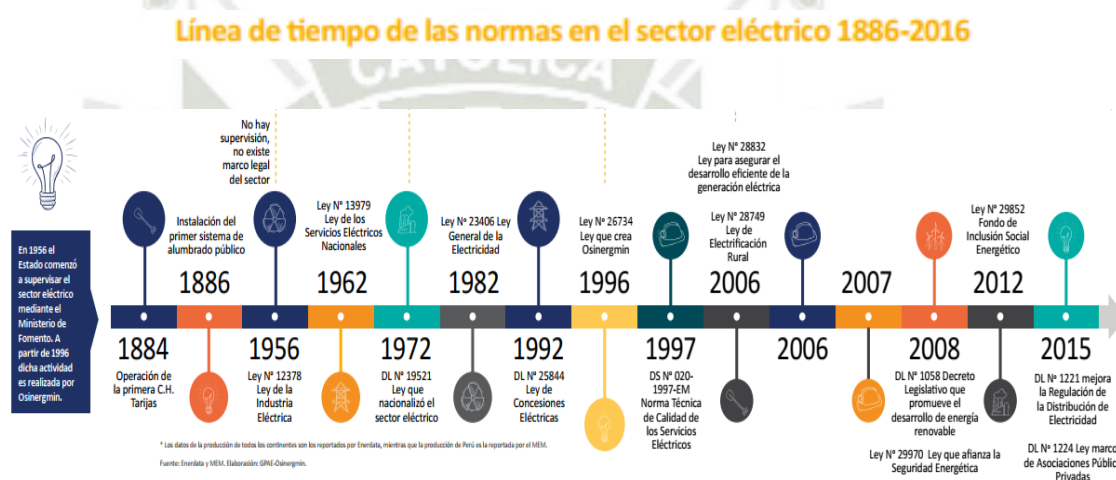
El alcance de la presente investigación es realizar un estudio del consumo energético de una planta industrial, para plantear propuestas de ahorro energético, y pasar de cliente regulado a libre, la orientación que va a tener la presente tesis es hacia el ahorro energético eléctrico. Se presentarán las ventajas y desventajas entre cliente libre y regulado, además se presentará el procedimiento detallado para realizar dicho cambio. (Mamani Ramos, 2017)



## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. El Sector Eléctrico Peruano

Cuando llegó la electricidad al Perú, la iluminación en Lima estaba conformada referencialmente por 2203 lámparas a gas en los domicilios y 5219 luces a gas en edificios y alumbrado público. La expansión del uso de la energía eléctrica ha sido notable, y se tiene como objetivo que para 2025, el 100% de los hogares peruanos cuente con suministro eléctrico (ver Figura). (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN, 2016)



**Figura 1: Línea de tiempo de las Normas en el sector eléctrico**

**Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN, (2016)**

El Decreto Ley N°25962 (1992) indicó que el Sector de Energía y Minas está integrado por el Ministerio de Energía y Minas como organismo central rector del sector, por las Instituciones Públicas Descentralizadas y por las empresas y personas naturales dedicadas a dichas actividades. Asimismo, corresponde al Ministerio de Energía y Minas formular, en armonía con la política general y los planes de Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia de electricidad, hidrocarburos y minería, supervisando y evaluando su cumplimiento. (Ministerio de Energía y Minas, 1992)

En 1994 se inicia la privatización del sector con la venta de las empresas de distribución de Lima, continuando en 1995 y 1996 con la venta de las empresas generadoras. La importancia de la Ley de Concesiones radicó en el hecho de que las

actividades eléctricas fueran separadas en tres subsectores: generación, transmisión y distribución, asimismo que pudieran ser desarrolladas y operadas por empresas privadas. Por otro lado, el Sector Eléctrico peruano está conformado por las siguientes entidades: el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) como organismo rector, el Organismo Regulador (Osinergmin), el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) y las empresas eléctricas asociadas en la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMP). (Equilibrium, 2013)

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) divide su administración en dos viceministerios, Viceministerio de Energía y Viceministerio de Minas. El Despacho Viceministerial de Energía está a cargo del Viceministerio de Energía, quien es la autoridad inmediata al Ministro en el Sector Energía. Dirige, supervisa, propone e informa al Ministro, la política de desarrollo sostenible sectorial de energía, así como orienta y evalúa las actividades del Sector Energía a nivel nacional, de acuerdo con las directivas impartidas por el Ministro. (Ministerio de Energía y Minas, 2010)

El Ministerio de Energía y Minas tiene entre sus funciones, promover políticas de fomento y tecnificación de electricidad, así como orientar y fomentar la investigación científica y tecnológica en el ámbito de su competencia. En ese marco de competencia sectorial, la Undécima Disposición Complementaria Final de la Ley 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, crea en el año 2006 el Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC), con el objeto de financiar la transferencia tecnológica y capacitación en el ámbito del Subsector Electricidad. (Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad [CARELEC], 2006)

En los últimos 18 años el Producto Bruto Interno del Perú ha crecido a un ritmo promedio de 5.3% anual, crecimiento que se encuentra sustentado en el dinamismo de diversas actividades (minería, industria, manufactura, entre otras); lo cual, a su vez, se ve reflejado en la mayor demanda eléctrica. En efecto, las ventas de energía han crecido en promedio en un 8.1% cada año en el referido periodo, presentándose en el caso de algunas regiones un crecimiento bastante mayor, sobre todo en la zona norte del país. (Carabajal y otros, 2011)

En el año 2013, la energía eléctrica comercializada alcanzó los 35,613 GWh y el 62% de ésta fue distribuida por 24 empresas distribuidoras y el 38% por 22 empresas

generadoras; las ventas totales aumentaron 5,8% respecto del año 2012. Las principales empresas eléctricas que destacaron por las ventas efectuadas a sus clientes finales respecto del total nacional fueron: Luz del Sur (19.4%), Edelnor (18.2%), Edegel (9.2%), Enersur (7.1%), Kallpa (6.9%), Hidrandina (4.6%), entre otras. (Ministerio de Energía y Minas, 2013)

En el 2011, la facturación total de energía eléctrica fue de US\$2,853 millones, que representó el 1.6% del PBI. Entre 2005 y 2011, la facturación nominal (en soles) total creció en promedio 9.9% por año (5.3% en términos reales). La facturación del sector industrial constituyó el 40.8% del total, la del sector comercial 20.3%, la residencial 5.7%, y la de alumbrado público 3.2%. Claramente, las diferencias entre la participación en el consumo de estos sectores y su participación en la facturación reflejan las diferentes tarifas que existen en el mercado. En el 2011, la facturación de energía eléctrica para clientes regulados fue de US\$ 1,983 millones (69.5% del total), mientras que la de clientes libres fue de US\$ 870.1 millones (30.5% del total). Entre 2005 y 2011, la facturación para clientes regulados creció en promedio 10.9% anualmente, mientras que la destinada a clientes libres creció 7.9%. (Defilippi y otros, 2013)

**Tabla 1: Producción de Energía Eléctrica por Empresa durante diciembre 2014**

Nº	Nombre Empresa	Producción MWh
1	ELECTROPERÚ	637,291.04
2	ENERSUR	591,309.02
3	EDEGEL	581,839.68
4	KALLPA GENERACION	354,025.59
5	FENIX POWER PERÚ	262,220.61
6	EGENOR	242,504.40
7	STATKRAFT	148,550.07
8	CHINANGO S.A.C.	120,120.01
9	EGASA	94,033.49
10	CELEPSA	88,813.58
11	SAN GABAN	81,847.03
12	EGEMSA	62,747.49
13	EEPSA	47,039.21
14	ENERGÍA EÓLICA S.A.	46,250.58
15	EMPRESA DE GENERACION HUANZA	32,314.63
16	TERMOSELVA	28,388.96
17	EGESUR	23,198.70
18	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	19,100.42
19	SDF ENERGIA	18,032.70
20	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DE JUNIN	16,308.82
21	PARQUE EOLICO MARCONA S.R.L.	14,511.23
22	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	12,923.59
23	EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE	12,229.39
24	CEMENTO ANDINO	8,743.94
25	SINERSA	8,531.17

**Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), (2015)**

El Perú cuenta con un total de 19 empresas de generación, de las cuales 7 son privadas, 6 son estatales y 6 han sido privatizadas desde 1995. Las generadoras más importantes en términos de su participación en la producción de electricidad son: Electroperú (37.7%), Edegel (23.5%) y Egenor (9.3%). (Aguilar, 2003)

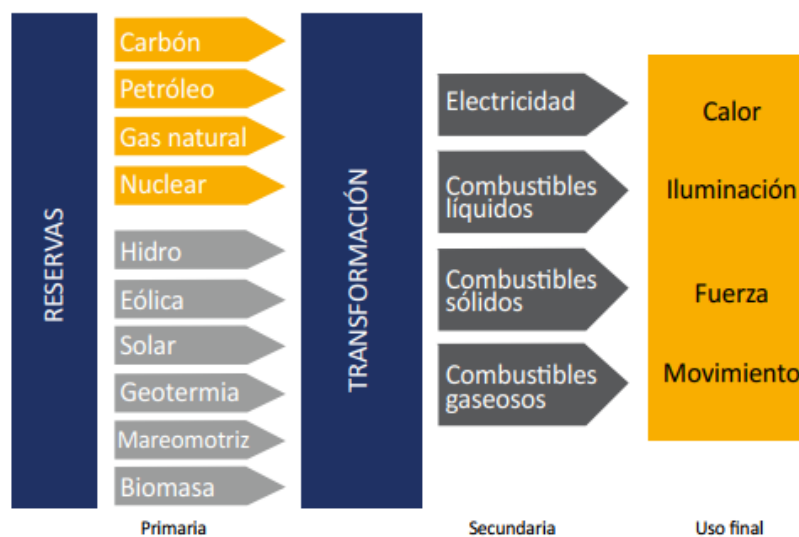
## 2.2. Sistema de generación, transmisión, distribución y utilización en Perú

La infraestructura del Sector Eléctrico peruano está cubierta por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sin embargo, existen pequeños sistemas aislados (SSAA) sobre todo en las zonas rurales del país. La normativa peruana clasifica las actividades del Sector Eléctrico en tres: generación, transmisión y distribución. (Timoteo, 2013)

### 2.2.1. Generación Eléctrica

Esta es la primera actividad en la cadena productiva de la industria eléctrica y se encarga de transformar las fuentes de energía primaria en energía eléctrica vía métodos como la inducción electromagnética (ver figura). La energía primaria es toda aquella energía extraída de la naturaleza y que no ha sufrido algún tipo de transformación o conversión que no sea la separación o limpieza, mientras que la secundaria se obtiene a partir de la energía primaria empleando algún tipo de proceso de transformación o conversión. (Bonifaz, 2001)

#### Proceso de transformación de la energía primaria



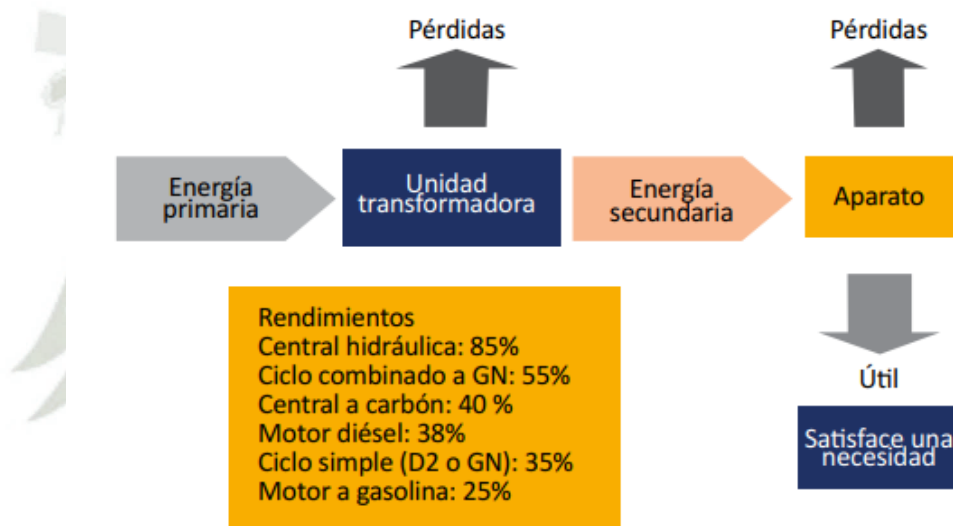
**Figura 2: Proceso de transformación de la energía primaria**

**Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Organismo, (2014)**

Otra de las características en este segmento es el grado de control operativo de las fuentes de energía primaria utilizadas. En tal sentido, la generación

térmica, geotérmica e hídrica puede variar su producción controlando la magnitud del vapor que se traslada a la turbina. No obstante, en el caso de las generadoras renovables (solar, eólica, entre otras), la máxima producción eléctrica está sujeta a las condiciones climatológicas, generando un riesgo sobre la confiabilidad del mercado. Asimismo, es importante señalar que, durante el proceso de transformación y consumo de la energía primaria y secundaria, se pierde energía debido al grado de eficiencia de las unidades transformadoras y artefactos eléctricos utilizados (ver figura).

### Proceso de transformación y pérdidas de la energía primaria



**Figura 3: Proceso de transformación y pérdidas de la energía primaria**

**Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Organismo, (2014)**

#### 2.2.2. Transmisión Eléctrica

El segmento de transmisión eléctrica permite transportar la electricidad desde los centros de generación hacia las zonas de consumo final. Estos sistemas están compuestos por líneas de transmisión, subestaciones de transformación, torres de transmisión, entre otras instalaciones. (Castellanos, 2014)

La transmisión eléctrica registra características de monopolio natural debido a que presenta importantes economías de escala en el diseño de sus instalaciones con respecto a la capacidad de las líneas; en tal sentido, el costo medio de

transportar electricidad por kilómetro de red instalada se reducirá a medida que se incremente la capacidad de transmisión de la red. Las economías de escala se deben a la presencia de importantes costos fijos y a los fuertes aumentos de capacidad derivados de cambios en el voltaje. Los costos fijos se explican por el carácter complejo de la planificación y operación de las líneas de transmisión: valor de las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, costos de contratación de operadores de las instalaciones, cuadrillas necesarias para realizar las labores de mantenimiento preventivo y correctivo, entre otros. (Dammert & Gallardo, 2004)



**Figura 4: Líneas de transmisión**

**Fuente: Elaboración propia**

### **2.2.3. Distribución Eléctrica**

En el segmento de transmisión se transporta energía eléctrica a altos niveles de tensión y a largas distancias, mientras que en el segmento de distribución se traslada electricidad hacia los consumidores finales mediante redes eléctricas de mediana y baja tensión. Las instalaciones de un sistema de distribución comprenden líneas y redes primarias en media tensión (MT), subestaciones de distribución (SED), redes de distribución secundaria (BT) y el servicio particular e instalaciones de alumbrado público (AP). Las líneas y redes primarias transportan energía eléctrica en media tensión desde el sistema de transmisión

hasta las redes de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores. (Dammert & Gallardo, 2004)

Asimismo, las redes de distribución secundaria transportan energía eléctrica en baja tensión a los usuarios finales. Por último, la parte de la conexión entre la red de distribución secundaria y el medidor eléctrico se denomina acometida.

En el caso de las líneas y redes primarias y secundarias, los costos de distribución son subaditivos, en tanto poseen economías de ámbito, pues resulta más económico distribuir energía y potencia por un solo sistema que distribuirlo vía dos o más sistemas independientes. Es importante señalar que las empresas de distribución eléctrica ofrecen, principalmente, dos servicios: energía y potencia, por tanto, se clasificarían como firmas multiproducto. (Bonifaz, 2001)

Por otra parte, el desarrollo de redes inteligentes o smart grids proporciona una relación bidireccional con respecto a los patrones de consumo, precios e información técnica entre las empresas de distribución y los consumidores finales. La red inteligente está compuesta por controles, ordenadores, sistema de automatización, nuevas tecnologías y herramientas que interaccionan entre sí, con el fin de hacer. (Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC, 2011)

#### Densidad del sistema de distribución

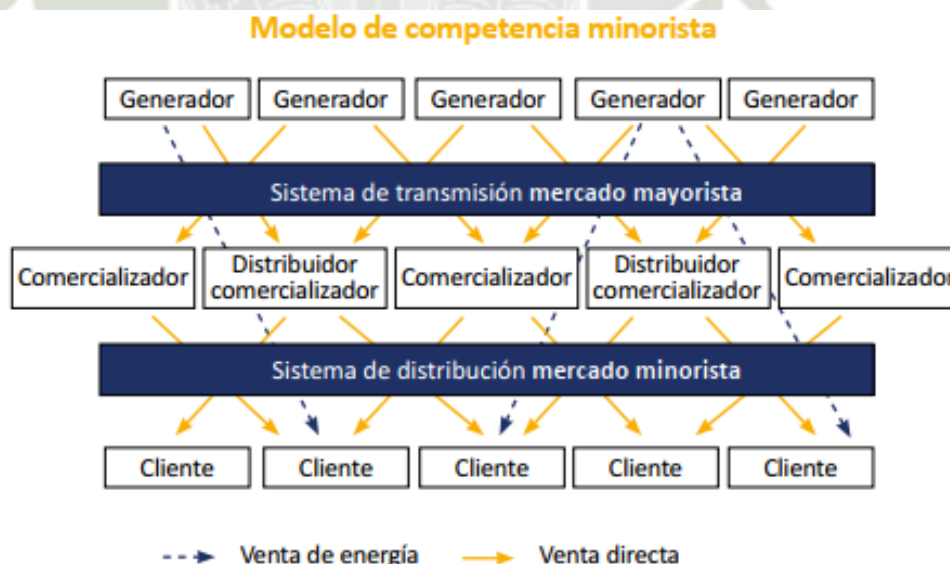


**Figura 5: Densidad del sistema de distribución**

**Fuente: Elaboración propia**

#### 2.2.4. Comercialización

El segmento de comercialización eléctrica representa una actividad complementaria al proceso físico de generación y transporte. Su función está vinculada a la entrega de electricidad desde la generación hasta el usuario final y se divide en comercialización mayorista (entre generadores y distribuidores) y minorista (con los usuarios regulados del servicio). La actividad de comercialización, al igual que la de generación eléctrica, presenta características de ser un mercado potencialmente competitivo, lo que permitiría la entrada de una gran cantidad de operadores en el mercado. Sin embargo, es importante señalar que en el Perú la actividad de la comercialización minorista se encuentra, a la fecha, integrada al segmento de distribución eléctrica. El segmento de comercialización incorpora al sistema mayorista la posibilidad de que los consumidores escojan a sus proveedores del servicio eléctrico (ver figura). El grado de competencia en este diseño será influenciado por el menú de precios, los distintos niveles de calidad u otros servicios que ofrezcan los agentes comercializadores a los usuarios finales: regulados o no regulados (libres). (Bendezú, 2010)



**Figura 6: Modelo de competencia minorista**

**Fuente: Bendezú, (2010)**

### 2.3. Descripción del sistema tarifario en el Perú

La **Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria** tiene sus orígenes en el año 1982 como la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), y es en el año 2002 que se logra fusionar con Osinerg para ser la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (Ministerio de Energía y Minas, 2010).

La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria depende de la Presidencia del Consejo Directivo. Está encargada de dirigir, coordinar y controlar el proceso de fijación de tarifas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos. Para su funcionamiento administrativo tiene la condición de unidad de gestión desconcentrada.

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) estableció un nuevo marco regulatorio para la determinación de las tarifas eléctricas el cual tenía como objetivo principal promover la eficiencia en las operaciones del sector a través de un sistema de precios que refleje los costos marginales del suministro. (Cuatrecasas, 2010)

La Ley de Concesiones Eléctricas establece que las siguientes actividades están sujetas a regulación de precios:

- Las transferencias de energía y potencia entre generadores, las cuales serán regulados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- Las tarifas y compensaciones a titulares de sistemas de transmisión.
- Las ventas de generador a distribuidor destinadas al servicio público de electricidad.
- Las ventas a usuarios del Servicio Público de Electricidad.

Los precios de las tres últimas transacciones son regulados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). Las tarifas de transmisión y de distribución serán reguladas independientemente de si estas corresponden de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se realizan en condiciones de libre competencia de acuerdo a lo que la LCE establece en su reglamento. (Ministerio de Energía y Minas, 2010)

#### 2.4. Componentes de una factura eléctrica industrial

Los montos facturados por energía eléctrica, así como del cargo fijo, se determinan por los siguientes componentes:

- La opción tarifaria (MT2, BT3, BT5B, etc.).
- El sistema eléctrico donde se ubica el suministro (Lima, Huaral, Huacho, etc.).
- La cantidad de días entre la lectura anterior y la actual.
- El consumo registrado.
- El pliego o los pliegos tarifarios vigentes en el periodo de lectura del medidor. (Bonifaz, 2001)

Con estos datos puede ubicar los precios que corresponden al cargo fijo y a los diferentes cargos de energía eléctrica: Multiplicando los precios unitarios por el consumo registrado se obtiene el monto a facturar. Si hay más de un pliego tarifario en el periodo de facturación, entonces se calcula una tarifa promedio ponderada igual a. (Bendezú, 2010)

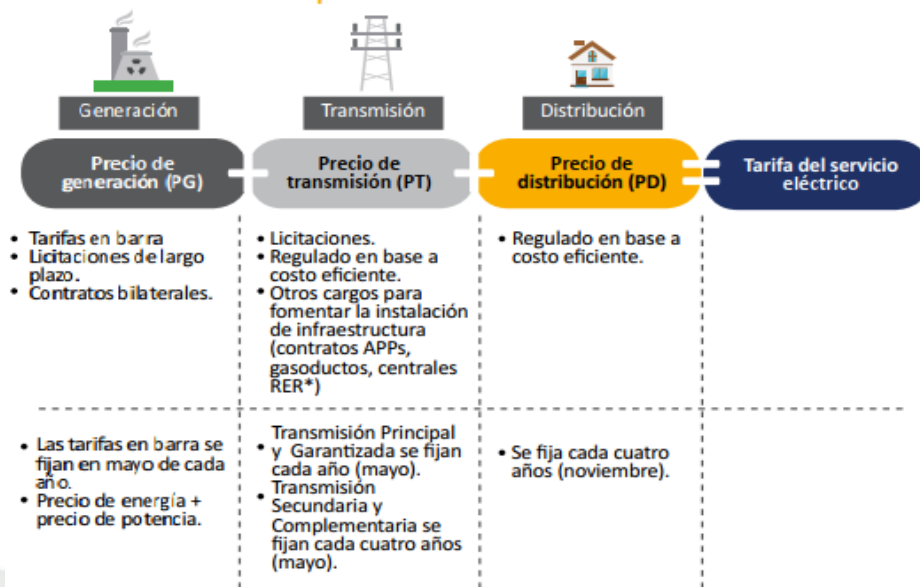
$$\text{Tarifa ponderada} = \frac{(\text{Tarifa 1} \times \text{N}^{\circ} \text{ días aplicación pliego 1} + \text{Tarifa 2} \times \text{N}^{\circ} \text{ días aplicación pliego 2})}{\text{Calidad de días entre la lectura anterior y la actual}}$$

#### 2.5. Metodología para la fijación de tarifas

Osinermin regula algunas tarifas del sector eléctrico sobre la base de mecanismos aplicados de acuerdo a las características concretas que posee cada una de las actividades del sector. A continuación, se explica cómo se forman los precios de la electricidad en el Perú. (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinermin, 2016)

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas máximas que pagan los usuarios regulados de electricidad están conformadas por tres componentes: i) los Precios a Nivel Generación, ii) los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes, y iii) el Valor Agregado de Distribución. Cada uno de estos componentes remuneran respectivamente a las actividades que conforman el subsector eléctrico (generación, transmisión y distribución). (Ver figura). (Ministerio de energía y minas MINEM, 2016)

### Formación de precios consumidores residenciales



**Figura 7: Formación de precios consumidores residenciales**

**Fuente: Ministerio de energía y minas MINEM, (2016)**

A continuación, se muestra la figura, en la cual se observa, de forma general, los componentes del precio de electricidad que se encuentra en el recibo de luz que llega a un hogar (tarifa eléctrica residencial: BT5B). En las siguientes secciones se describirá de forma más detallada la composición de los precios regulados. (Mamani, 2005)

Resumen: composición de la tarifa eléctrica residencial, agosto 2016


Componentes	Tarifa	Porcentaje
 Licitaciones Regulado <b>Generación (G)</b> (Producción de electricidad)	S/.44.06	 <b>49.5%</b>
	S/. 5.44	
 Regulado (Transmisión propiamente dicha: SPT, SGT, SST y SCT) Otros conceptos cobrados <b>Transmisión (T)</b> (Transporte de electricidad)	S/. 8.50	 <b>21.3%</b>
	S/.12.80	
 100% Regulado: Inversión Operación y mantenimiento <b>Distribución (D)</b> (Distribución de la electricidad)	S/.21.61	 <b>29.2%</b>
	S/. 7.590	
<b>Total del recibo del luz</b>		 <b>100%</b>
(Referencia: usuarios domiciliados de Lima y El Callao)		
Total regulado	S/.43.10	43.1%
Total sin regular	S/.56.90	56.9%

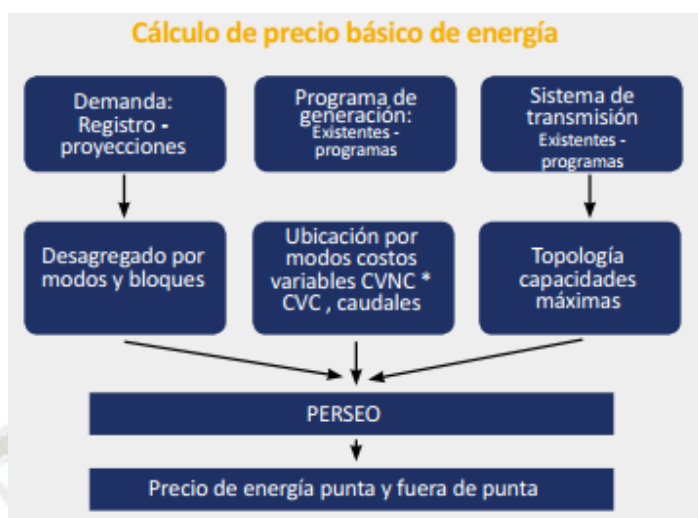
Figura 8: Composición de la tarifa eléctrica residencial

Fuente: Ministerio de energía y minas MINEM, (2016)

## 2.6. Formación de precios de energía y potencia

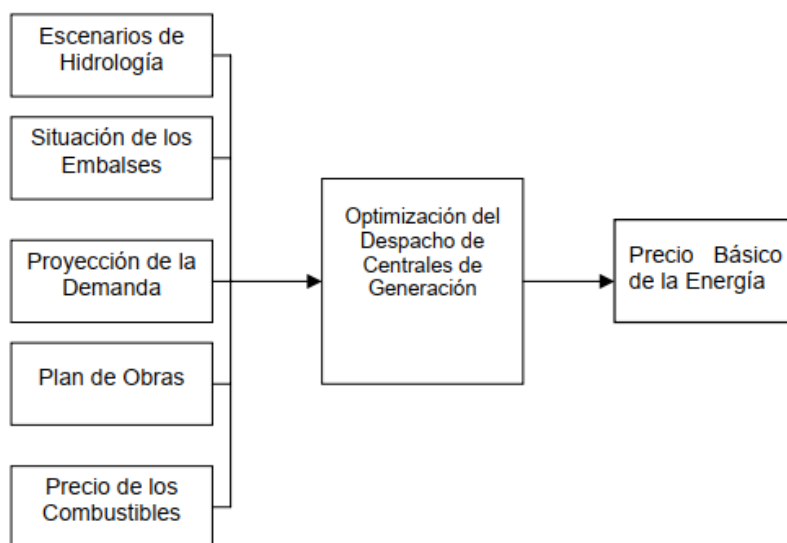
### 2.6.1. Precio básico de energía

Remunera los costos variables de las centrales de generación eléctrica (los que dependen de la cantidad de energía que produzca) y se calcula para cada una de las barras del SEIN como el resultado del promedio ponderado de los precios marginales futuros, utilizando para este cálculo el modelo Perseo. El sistema de precios así calculado permite suavizar la volatilidad de los costos marginales y brindar una señal estable de precios a mediano plazo, ya que no solo considera los precios spot actuales, sino también los futuros. En la figura se aprecia de manera esquemática el proceso de cálculo del precio básico de energía. (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN, 2016)



**Figura 9: Cálculo de precio básico de energía**

**Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN, (2016)**



**Figura 10: Precio básico de energía**

**Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN, (2016)**

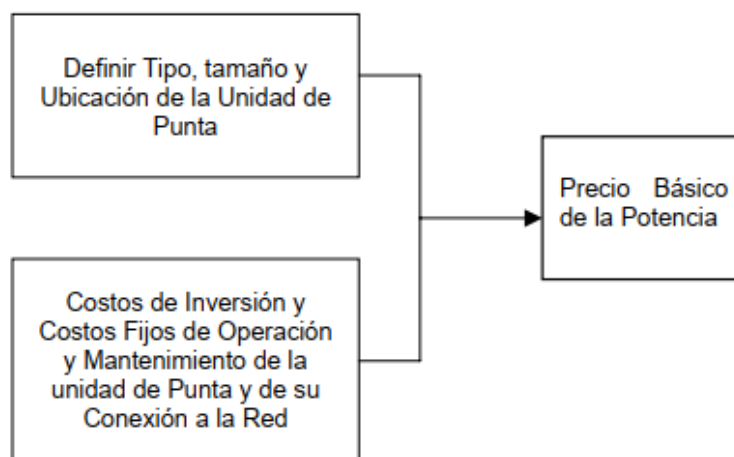
En la determinación del Precio Básico de la Potencia se debe considerar:

- La unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de la demanda máxima anual del sistema eléctrico.
- El monto de la inversión que debe considerar el costo del equipo, la instalación y la conexión al sistema.

- Los costos fijos anuales de Operación y Mantenimiento. - La anualidad de la inversión considerando una tasa de actualización del 12%<sup>13</sup> y una vida útil de 20 años para los equipos de generación y 30 para los de conexión. (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN, 2016)

### 2.6.2. Precio básico de potencia

Es un pago que permite a las generadoras recuperar los costos de inversión, operación y mantenimiento de sus unidades de generación. Su cálculo se realiza teniendo en cuenta una unidad turbogás operada con diésel, considerada la más económica para abastecer el incremento de pedidos en las horas de máxima demanda anual. El precio se expresa en unidades de capacidad (precio por MW adicional) y está conformado por la anualidad de la inversión de la unidad turbogás y los costos fijos anuales de operación y mantenimiento. (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN, 2016)



**Figura 11: Precio básico de la potencia**

**Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN, (2016)**

## 2.7. Marco general de la regulación en el sector eléctrico peruano

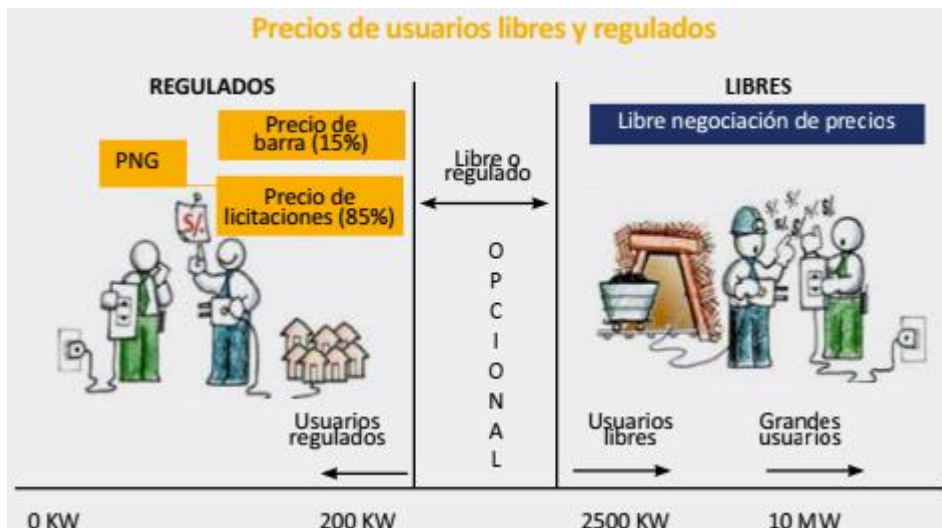
Desde la publicación de la Ley de Concesiones Eléctricas el Estado ha publicado diferentes normas complementarias a fin de promover la inversión eléctrica y garantizar la seguridad energética en el país. Estas normas generan un marco normativo adecuado y transparente para la promoción de las inversiones. Los inversionistas, tienen el derecho a celebrar contratos de estabilidad jurídica y tributaria, y de ser necesario, pueden viabilizar la implementación de proyectos bajo la modalidad de asociación público – privada. A continuación, se muestran las normas que promueven las inversiones en el sector eléctrico:

- Decreto Ley N° 25844 (noviembre 1992). Ley de Concesiones Eléctricas, principal norma que rige las actividades y negocios del sector eléctrico: generación, transmisión y distribución (Diario Oficial El Peruano, 1992).
- Ley N° 28832 (julio 2006). Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Ley que perfecciona las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2006).
- Ley N° 28876 (agosto 2006). Establece la recuperación anticipada del impuesto general a las ventas de electricidad en empresas que utilizan recursos hidráulicos y energías renovables (Ministerio de energía y minas, 2006).
- Decreto Legislativo N° 1002 (mayo de 2008). Dispone la promoción de la inversión mediante la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Esta norma concede ventajas competitivas a los proyectos de generación con energías renovables (Ministerio de justicia, 2008).
- Decreto Legislativo N° 1041 (junio de 2008). Modifica diversas normas del marco normativo eléctrico, que promueve el uso eficiente del gas natural (Ministerio de justicia, 2008).
- Decreto Legislativo N° 1058 (junio de 2008). Promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables. Esta norma establece el beneficio de la depreciación acelerada, hasta de 20% anual, para la inversión en proyectos hidroeléctricos y otros recursos renovables. (Ministerio de justicia, 2008)

- Resolución Ministerial N° 175-2009/MEM-DM (abril 2009). Aprueba el factor de descuento que beneficia a proyectos hidroeléctricos para la oferta económica de licitaciones de suministro (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2009).
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM (mayo 2007) y DS N°010-2010-EM (febrero 2010). Normas que promueven la inversión en transmisión (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2007).
- Resolución Ministerial N° 523-2010-MEM-DM (diciembre 2010). Sistemas fotovoltaicos para los usuarios de sistemas eléctricos rurales aislados (Ministerio de energía y minas, 2010).
- Decreto Legislativo N° 1224 (setiembre 2015). Dispone la promoción de la inversión privada mediante asociaciones público privadas y proyectos en activos (Ministerio de educación, 2015).

## **2.8. Clientes regulados y clientes libres**

La tarifa que se fija dentro de este mercado es aplicable para los usuarios regulados, aquellos que tienen una máxima demanda anual de hasta 200 kW; y los medianos consumidores, que optan por ser regulados cuando sus consumos anuales se encuentran entre 200 y 2500 kW. Los usuarios con demandas superiores a 2500 kW al año tienen la categoría de libres y, por lo tanto, pueden negociar con total libertad las condiciones del suministro eléctrico (precios de electricidad en hora punta y fuera de punta, cantidades a suministrar, potencia requerida, entre otros) con las empresas de generación o distribución. Los usuarios que tengan una máxima demanda anual mayor a 200 Kw, pero menor a 2500 kW, tienen derecho a escoger entre la condición de usuario regulado o libre. (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin, 2016)



**Figura 12: Precios de usuarios libres y regulados**

**Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin, (2016)**

Precios de usuarios libres y regulados. Los usuarios regulados están sujetos a la regulación de precios, mientras que los usuarios libres pueden negociar libremente sus contratos con las distribuidoras y las centrales de generación. La mayor parte de los contratos de los usuarios libres tiene un periodo de duración de entre dos y cinco años. (Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico, OCDE, 2014)

### **2.9. Normatividad peruana norma “opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final”**

La normatividad básica para el diseño, construcción e inspección de las edificaciones se pueden encontrar en los siguientes documentos:

- Código Nacional de Electricidad - Utilización 2006.
- Reglamento Nacional de Edificaciones 2006.
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011. (Arias, 2013)

Con respecto a la normatividad específica que promueva la eficiencia energética en las edificaciones, tenemos las siguientes:

- Procedimiento de Certificación de Proyectos del Programa Bono MIVIVIENDA Sostenible - Aprobado por Resolución de GG N° 06-2016-FMV/GG.
- Procedimiento de Certificación de Proyectos del Programa Bono MIVIVIENDA Sostenible. -Aprobado por Resolución de GG N° 29-2016-FMV/GG.
- Procedimiento de Certificación de Proyectos del Programa Bono MIVIVIENDA Sostenible. -Aprobado por Resolución de GG N° 16-2017-FMV/GG.
- Procedimiento de Certificación de Proyectos del Programa Bono MIVIVIENDA Sostenible. - Aprobado por Resolución de GG N° 51-2017-FMV/GG.
- Procedimiento de Certificación de Proyectos del Programa Bono MIVIVIENDA Sostenible. -Procedimiento de Certificación de Proyectos del Programa MIVIVIENDA Sostenible.
- Procedimiento de Certificación de Proyectos del Programa MIVIVIENDA Sostenible. Se han incorporado los formatos F3, F4, F5 y F6; además se han introducido la utilización de códigos QR en los certificados, para verificar su autenticidad. (López, 2016)

El siguiente cuadro presenta un resumen de las principales normativas de electricidad en el Perú desde 1892 hasta la fecha.

**Tabla 2: Normativas en el Perú**

**Principal normativa de electricidad en el Perú<sup>10</sup>**

Norma	Característica
Ley Orgánica de Municipalidades de 1892	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las concesiones del servicio público de electricidad se sujetaron a contratos de suministro eléctrico entre los concejos municipales y los concesionarios.</li> </ul>
Ley de la Industria Eléctrica de 1955	<ul style="list-style-type: none"> <li>El suministro eléctrico para la utilidad pública.</li> <li>No distinguió entre suministrador peruano, extranjero, ni público ni privado.</li> <li>Creó la Comisión de Tarifas Eléctricas.</li> <li>Protegió la seguridad y garantizó la propiedad.</li> <li>Fijó requisitos para concesiones, permisos y licencias.</li> </ul>
Decreto Ley N° 19521, Ley Normativa de Electricidad de 1972	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reserva a favor del Estado la industria eléctrica para servicio público en todas sus etapas.</li> <li>Estatizar la industria eléctrica.</li> <li>Crear Electroperú con funciones de planeamiento, estudios, proyectos, operación, supervisión de obras, asistencia técnica e investigación.</li> <li>Crear el MEM, entidad rectora, reguladora y supervisora.</li> <li>Las funciones de la CTE pasan al MEM, recién creado. Se fija una tarifa unificada nacional.</li> </ul>
Ley N° 23406, Ley General de Electricidad de 1982	<ul style="list-style-type: none"> <li>Servicio público de electricidad de necesidad y utilidad pública.</li> <li>Restablecer la CTE con directorio de 10 miembros.</li> <li>Tarifa trimestral o a pedido de Electroperú, rentabilidad 12% capital inmovilizado, tarifa social.</li> <li>Crear empresas regionales autónomas, permitiéndose la participación de autoprodutores, empresas concesionarias y de interés local.</li> <li>Electroperú mantiene rol preponderante.</li> </ul>
Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.</li> <li>Nuevo método de cálculo de las tarifas en base a criterios de eficiencia.</li> <li>Creación y fortalecimiento del COES, así como una mayor asignación de labores a la Comisión de Tarifas Eléctricas. La Dirección General de Electricidad (DGE) pasó a encargarse de las autorizaciones y concesiones para la operación en el sector eléctrico.</li> </ul>
Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>Esquema de licitaciones de contratos de las empresas distribuidoras.</li> <li>Establecimiento del Sistema Garantizado y Sistema Complementario de Transmisión.</li> <li>Incorporó un sistema de planificación del sector de transmisión.</li> <li>La reforma incorporó cambios en el COES, donde queda conformado por generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios libres, con un directorio independiente. Asimismo, se le encargan nuevas funciones como la de elaborar el Plan de Transmisión.</li> </ul>

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, (2016)

## 2.10. Artículo 3-A en la Ley N° 27510, que crea el fondo de compensación social eléctrica (FOSE)

“Artículo 3.-

Ámbito de Aplicación El FOSE cubrirá el programa de compensación tarifaria aplicable a los cargos de la tarifa de energía activa de los clientes residenciales indicados en el artículo 1 de esta Ley. Los recursos se asignarán mediante descuentos a aquellos usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h/mes, según la siguiente tabla. (Ministerio de energía y minas, 2006)

**Tabla 3: Tarifas eléctricas usuarios**

Usuarios	Sector*	Reducción tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes	Reducción tarifaria para consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 100 kW.h/mes
Sistemas Interconectados	Urbano	25% del cargo de energía	7.5 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	62% del cargo de energía	18.6 kW.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	77.5% del cargo de energía	23.25 kW.h/mes por cargo de energía

**Fuente: Ministerio de energía y minas, (2006)**

\*El sector será considerado Urbano, Urbano-Rural o Rural, de acuerdo con la clasificación de los Sectores de Distribución Típicos a establecer por el Ministerio de Energía y Minas, por mandato de lo dispuesto en el artículo 66 del Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas”. (\*)

(\*) De conformidad con el Numeral 1.1 del Artículo 1 de la Resolución Ministerial N° 198-2015- MEM-DM, publicada el 04 mayo 2015, se dispone multiplicar por el factor 1,0323 los parámetros establecidos en el presente artículo, de los sistemas aislados, sectores Urbano-Rural y Rural aplicable a los usuarios de sistemas eléctricos rurales aislados atendidos exclusivamente con sistemas fotovoltaicos.

(\*) De conformidad con el Numeral 1.2 del Artículo 1 de la Resolución Ministerial N° 198-2015- MEM-DM, publicada el 04 mayo 2015, se dispone multiplicar por el factor de 1,25 los parámetros establecidos en el presente artículo, de los sistemas

interconectados, sectores Urbano Rural y Rural aplicable a los usuarios SER de la empresa Adinelsa.

(\*) De conformidad con el Artículo 2 de la Resolución Ministerial N° 198-2015-MEM-DM, publicada el 04 mayo 2015, se precisa que los descuentos aplicables a los usuarios de los Sistemas Eléctricos Rurales serán los establecidos en el presente artículo, para el Sector Urbano-Rural y Rural de los Sistemas Interconectados y Sistemas Aislados, según corresponda.

(\*) Parámetros modificados por la Segunda Disposición Complementaria Modificatoria del Decreto Supremo N° 027-2016-EM, publicado el 05 agosto 2016, cuyo texto es el siguiente. (Ministerio de energía y minas, 2006)

**Tabla 4: Tarifas por sector**

		"Rango de consumo"	
		0-30 kW.h/mes (% del Cargo por Energía)	31-100 kW.h/mes (kW.h)
Sistema Interconectado	Urbano	25,0%	7,50
	Urbano-Rural y Rural	50,0%	15,0
Sistemas Aislados	Urbano	50,0%	15,00
	Urbano-Rural y Rural	77,5%	23,25"

**Fuente: Ministerio de energía y minas, (2006)**

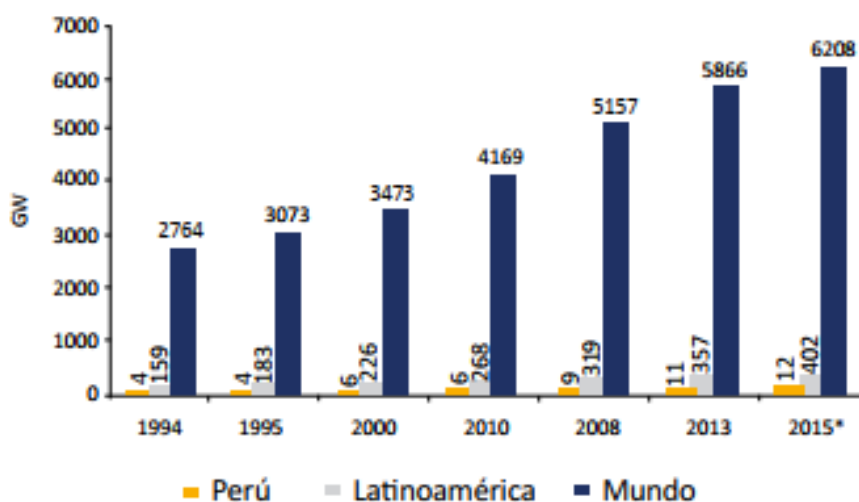
## 2.11. Comparación de tarifas peruanas con tarifas internacionales

Según datos estimados por la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) de Osinergmin, la capacidad instalada de generación eléctrica en el mundo a 2015 fue 6208 gigawatts (GW). La mayor proporción se concentró en el continente asiático con 2881 GW, 46% del total del mundo. Los países con la mayor capacidad instalada en Asia fueron China (1433 GW), Japón (320 GW) e India (312 GW). Por otra parte, Europa concentró 23% (1427 GW) de la capacidad mundial, mientras que Norteamérica 22% (1335 GW). Los países que tuvieron la mayor capacidad instalada fueron Alemania (197 GW) y Estados Unidos (1127 GW), respectivamente.

Centro y Sudamérica solo representaron 4.5% de la capacidad mundial (318 GW), siendo Brasil y Argentina los países que contaron con la mayor capacidad instalada

(134 GW y 42 GW, respectivamente). Perú contó con 12 GW, apenas 0.2% de la capacidad instalada mundial (ver figura 13). (International Energy Agency, IEA, 2015)

### Evolución de la capacidad instalada de generación en Perú, Latinoamérica y el mundo



**Figura 13: Evolución de la capacidad instalada**

**Fuente: International Energy Agency, IEA, (2015)**

Donde se puede evidenciar que para 2015, los datos de la capacidad instalada mundial y de Latinoamérica son estimados en base a información de la ONU, mientras que la capacidad de Perú es la reportada por el MEM. (International Energy Agency, IEA, 2015)

**Tabla 5: Tarifas Residenciales: Características Principales en diferentes países de la  
región**

País	Características Principales
Argentina	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto fijo y variable.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• No realiza diferenciación por estratos de consumo.</li> <li>• No Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial.</li> <li>• Incluye un cobro fijo mensual.</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>
Bolivia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto fijo y variable.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• Si realiza diferenciación por estratos de consumo.</li> <li>• Incluye un cobro fijo mensual.</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto variable.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• No realiza diferenciación por estratos de consumo.</li> <li>• No Incluye un cobro fijo mensual.</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto variable.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• Si realiza diferenciación por estrato de consumo. Por ejemplo, para la tarifa única los estratos son: medio, medio – alto, alto.</li> <li>• Hasta el 31 de diciembre del 2000, la Ley 632 señala que se eliminarán los subsidios antes dados en el Sistema Interconectado Nacional.</li> <li>• No Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial.</li> <li>• No Incluye un cobro fijo mensual.</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>
Chile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto fijo y variable.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• No realiza diferenciación por estratos de consumo.</li> <li>• No Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial.</li> <li>• Incluye un cobro fijo mensual.</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>
Ecuador	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto fijo y variable.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• Incluye subsidio cruzado de 1.4958 a abonados que consumen entre 0 y 130 KWh/mes y no incluye el pago del IVA.</li> <li>• Si Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial.</li> <li>• Incluye un cobro fijo mensual (en realidad no tiene un costo fijo propiamente dicho. Pero sí puede considerarse al costo de comercialización como costo fijo)</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>

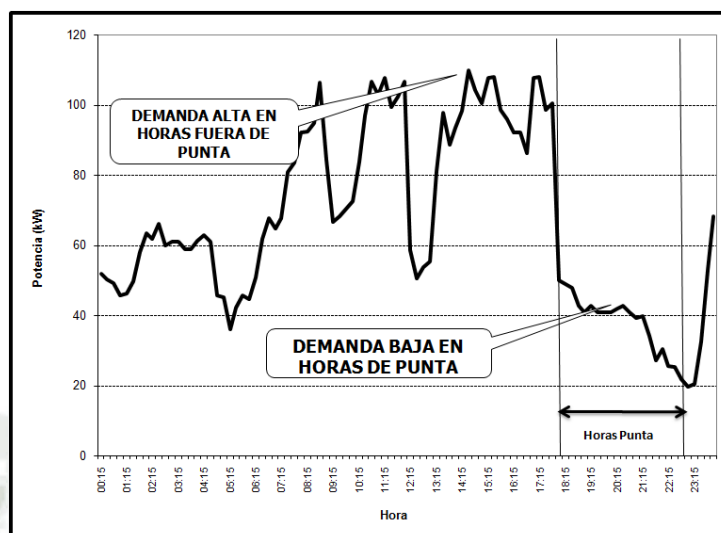
México	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto variable.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• No realiza diferenciación por estratos de consumo.</li> <li>• La Empresa CFE pertenece al Estado.</li> <li>• Si Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial.</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>
Paraguay	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto fijo.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• No realiza diferenciación por estratos de consumo.</li> <li>• Si Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial.</li> <li>• No Incluye un cobro fijo mensual.</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>
Perú	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto fijo y variable.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• No realiza diferenciación por estratos de consumo.</li> <li>• No Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial.</li> <li>• Si Incluye un cobro fijo mensual.</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>
Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto fijo y variable.</li> <li>• Se realiza cobro por energía y potencia.</li> <li>• No realiza diferenciación por estratos de consumo.</li> <li>• Si Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial.</li> <li>• Si Incluye un cobro fijo mensual.</li> <li>• Incluye un cobro variable por consumo.</li> </ul>
Venezuela	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tarifa involucra monto fijo.</li> <li>• Se realiza cobro por energía.</li> <li>• No realiza diferenciación por estratos de consumo.</li> <li>• Si Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial.</li> <li>• Si Incluye un cobro fijo mensual (en realidad mantiene un costo fijo hasta un consumo de los primeros 200 Kwh en la tarifa residencial).</li> <li>• No Incluye un cobro variable por consumo (hasta los 200 Kwh de consumo).</li> </ul>

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, (2007)

## 2.12. Condición específica de aplicación de cada opción tarifaria guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica

### 2.12.1. Opción tarifaria MT2

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios con consumos mínimos de demanda en el periodo de horas punta (ver Gráfico N° 8.1). Se considera precios diferenciados para la facturación de potencia según si ésta se efectúa en horas punta o bien en horas fuera de punta (Ver cuadro N° 6,1- Opción tarifaria MT2). (Ministerio de energía y minas, 2011)



**Figura 14: Potencia en Horas Punta y Fuera de Punta**

**Fuente: Ministerio de energía y minas, (2011)**

A continuación, se explican los cargos que se facturan en la presente opción tarifaria, (mostrado en el cuadro N° 6,1) (Ministerio de energía y minas, 2011).

#### **2.12.1.1. Facturación de la energía activa**

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios declarados en días hábiles.

La facturación de energía en horas punta y fuera de punta, se determinará en base al consumo registrado en dichos periodos por su respectivo precio unitario (expresado en S./kW.h). (Ministerio de energía y minas, 2011)

#### **2.12.1.2. Facturación del cargo por potencia activa de generación en horas punta**

Esta dada por la demanda máxima mensual en horas punta, multiplicado por el precio unitario de potencia activa de generación en horas punta (Ministerio de energía y minas, 2011).

#### **2.12.1.3. Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución en horas punta**

Toma en cuenta el promedio de las dos más altas demandas máximas de los últimos seis meses en el periodo de horas punta, ejemplo:

HP: Horas punta

HFP: Horas fuera de punta

Al valor resultante se le multiplica por el precio unitario de potencia por uso de las redes de distribución en horas punta. (Ministerio de energía y minas, 2011)

#### **2.12.1.4. Facturación por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta**

Para determinar el exceso de potencia a facturar por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta, se resta el valor de la potencia por uso de distribución de horas fuera de punta menos la potencia por uso de redes de distribución a facturar en horas de punta. El exceso resultante será aplicable cuando el resultado sea positivo. (Ministerio de energía y minas, 2011)

#### **2.12.1.5. Facturación por energía reactiva**

Si el consumo de energía reactiva exceda el 30% de la energía activa total mensual, la facturación se efectuará sobre el exceso de la energía reactiva (Ministerio de energía y minas, 2011).

### **2.12.2. Opción tarifaria MT3**

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios cuyos consumos de potencia se da durante las 24 horas al día o aquellos usuarios cuyo turno de trabajo empieza en horas de la mañana y acaban pasadas las 18:00 h.

Esta tarifa considera precios diferenciados para las facturaciones de potencia, según si los usuarios se encuentran calificados como presentes en punta o presentes en fuera de la punta.

A continuación, se explican los cargos que se facturan en la presente opción tarifaria. (Ministerio de energía y minas, 2011)

#### **2.12.2.1. Facturación de la Energía Activa**

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas punta de la opción Tarifaria MT3, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios declarados en días hábiles. La facturación de energía en horas

punta y fuera de punta, se determinará en base al consumo registrado en dichos periodos por su respectivo precio unitario (expresado en S/./Kw.h). (Ministerio de energía y minas, 2011)

### 2.12.2.2. Calificación tarifaria

La calificación tarifaria del usuario será efectuada por la concesionaria según el grado de utilización de la potencia en horas punta o fuera de punta del usuario.

Para determinar la calificación tarifaria se utiliza la siguiente relación:

$$\text{Calificación tarifaria} = \frac{EA \text{ HPmes}}{M.D. \text{ leída mes} \times \#HP \text{ mes}}$$

- EA HP mes: Energía activa consumida en horas punta del mes
- M.D. leída mes: Máxima demanda leída del mes
- # HP mes: Número de horas punta del mes

Si el resultado es  $\geq 0,5$ , el usuario es considerado como cliente presente en punta. Si el resultado es  $< 0,5$ , el usuario es considerado como cliente fuera de punta.

La diferencia de ser un usuario presente en punta o fuera de punta, está en el costo de la potencia de generación, tal como se puede mostrar en la siguiente tabla. (Ministerio de energía y minas, 2011)

**Tabla 6: Costos de potencia por tipo de calificación tarifaria 3.**

Cargos	Calificación Tarifaria	
	Usuario Presente en Punta	Usuario Fuera de Punta
Potencia de Generación	24,05 S/./kW-mes	14,80 S/./kW-mes
Potencia por uso de redes de distribución	9,54 S/./kW-mes	9,89 S/./kW-mes

**Fuente: Ministerio de energía y minas, (2011)**

### 2.12.3. Opción tarifaria MT4

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios cuyos consumos de energía es intensivo en el periodo de horas punta.

A continuación, se explican los cargos que se facturan en la presente opción tarifaria. (Ministerio de energía y minas, 2011)

#### 2.12.3.1. Facturación de la Energía Activa

La facturación de energía, se determinará en base al consumo registrado del por su respectivo precio unitario (expresado en S/./kW.h) (Ministerio de energía y minas, 2011).

#### 2.12.3.2. Calificación tarifaria

La calificación tarifaria del usuario, será efectuada por la concesionaria según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del usuario.

Para determinar la calificación tarifaria se utiliza la siguiente relación:

$$\text{Calificación tarifaria} = \frac{EA \text{ HPmes}}{M.D. \text{ leída mes} \times \#HP \text{ mes}}$$

- EA HP mes: Energía activa consumida en horas punta del mes
- M.D. leída mes: Máxima demanda leída del mes
- # HP mes: Número de horas punta del mes

Si el resultado es  $\geq 0,5$ , el usuario es considerado como cliente presente en punta. Si el resultado es  $< 0,5$ , el usuario es considerado como cliente fuera de punta.

La diferencia de ser un usuario presente en punta o fuera de punta, está en el costo de la potencia de generación, tal como se puede mostrar en la siguiente tabla. (Ministerio de energía y minas, 2011)

**Tabla 7: Costos de potencia por tipo de calificación tarifaria 4.**

Cargos	Calificación Tarifaria	
	Usuario Presente en Punta	Usuario Fuera de Punta
Potencia de Generación	24,25 S/./kW-mes	14,98 S/./kW-mes
Potencia por uso de redes de distribución	45,17 S/./kW-mes	41,93 S/./kW-mes

**Fuente: Ministerio de energía y minas, (2011)**

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.

La concesionaria incluirá en la factura o recibo de electricidad del usuario, el resultado de la calificación, incluirá el detalle de los consumos de energía en horas punta, el número de horas punta, la demanda máxima y la demanda media en horas punta, considerados para el cálculo de la calificación tarifaria; así como el valor resultante del factor de calificación. (Ministerio de energía y minas, 2011)

#### **2.12.3.3. Facturación del cargo por potencia activa de generación**

La potencia activa de generación a facturar, está dada por la máxima demanda leída mensual. Una vez calificado el usuario (cliente punta o cliente fuera de punta), la facturación de potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando por la máxima demanda leída del mes expresada en kW, por el precio unitario de potencia activa de generación. (Ministerio de energía y minas, 2011)

#### **2.12.3.4. Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución**

Se determina tomando el promedio de las dos más altas demandas máximas de los últimos seis meses en horas punta o fuera de punta, incluyendo el mes que se factura:

Potencia por uso de redes de distribución (PURD) a facturar en el mes de diciembre:

$$PURF = \frac{306kW + 287 kW}{2} = 296.5$$

PURD, se determina, tomando las dos más altas demandas máximas de los últimos seis meses, no interesa, si las demandas se dan en horas punta o fuera de punta.

La facturación de potencia activa por uso de las redes de distribución se obtendrá multiplicando la potencia por uso de redes de distribución a facturar, expresada en kW, por el precio unitario de potencia activa por uso de las redes de distribución, tomando en cuenta si el cliente es calificado como cliente presente en punta o fuera de punta. (Ministerio de energía y minas, 2011)

#### **2.12.3.5. Facturación por energía reactiva**

Si el consumo de energía reactiva excede el 30% de la energía activa total mensual, la facturación se efectuará sobre el exceso de la energía reactiva.

Como podrá notar, la facturación de la potencia de generación y por usos de redes de distribución es igual a la opción tarifaria BT3, tomando en cuenta si el cliente es calificado como cliente presente en punta o cliente fuera de punta.

A diferencia de la opción tarifaria MT3, en la opción tarifaria MT4, se factura el consumo mensual de la energía activa expresada en kW.h, y multiplicada por su respectivo precio unitario, es decir no se desagrega la energía en horas punta y fuera de punta tal como se aplica en la opción tarifaria MT2 y MT3.

La facturación de la energía reactiva, es similar a la explicada en la opción tarifaria MT2 y MT3. (Ministerio de energía y minas, 2011)

#### **Cálculo de facturación**

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

- Consumos históricos de potencia y energía como mínimo de los últimos seis meses, lo óptimo sería contar con la información histórica de un año.
- Tener en cuenta los cargos que se facturan por cada opción tarifaria.

- Los precios unitarios actuales de potencia y energía que se obtienen del pliego tarifario del sistema eléctrico correspondiente, publicado en la página web de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN5.

Una vez que se tiene toda la información, se procede a realizar la evaluación tarifaria.  
(Ministerio de energía y minas, 2011)





### **3. ANÁLISIS DEL CONSUMO ELÉCTRICO Y SELECCIÓN ÓPTIMO DE TARIFA DE LA PLANTA INDUSTRIAL**

#### **3.1. Descripción del usuario**

Se ha considerado una empresa metalmecánica de la ciudad de Tacna, dedicada a la fabricación de distintas estructuras, piezas, componentes y abastecimiento logístico para la industria minera, petroquímica, alimentaria y de construcción. El cual cuenta con un área aproximada de terreno de 1600m<sup>2</sup> y viene desarrollando sus actividades hace más de 15 años, cuenta con equipamiento moderno, áreas de taller, oficinas, depósitos, etc.

Al inicio de sus operaciones contaba con un suministro trifásico en baja tensión con una potencia contratada de solamente 10 KW en el transcurso de los años pasó a tener mayor cantidad de equipamiento por lo que su potencia contratada subió un valor de 20 KW Trifásico.

Y hace 5 años implementó una subestación con una potencia de transformador de 350 KVA y contrato un suministro de media tensión, con una potencia contratada de 150KW. En el año 2019 se realizaron estudios de carga con un equipo analizador de redes eléctricas en el cual se determinó que la máxima demanda sería mayor que la potencia contratada en ese momento, por lo que hacer recomendó un aumento de potencia contratada 250 KW y un estudio de tarifas eléctricas adecuadas a los consumos de la empresa.

#### **3.2. Características del suministro de energía eléctrica.**

La empresa metalmecánica cuenta actualmente con un suministro en media tensión y una subestación eléctrica de 350 KVA en baja tensión tiene un suministro de 380 V para el área de talleres y 220 V para el área de las oficinas, depósitos y otros.

La potencia contratada ha ido variando antes de la pandemia tenía una potencia contratada de 150 KW, pero actualmente a propósito del resultado de la evaluación con este estudio de tesis se le ha propuesto una potencia contratada de 250 KW, debido a los consumos que tiene la empresa.

### 3.3. Análisis del consumo eléctrico, máxima demanda

Para la máxima demanda de la empresa Metalmecánico se ha considerado el proyecto eléctrico además como la relación de equipamiento, utilizando los factores de demanda y simultaneidad que nos indica el código nacional de electricidad tomo utilización y además para corroborar dichos valores también se ha procedido con la instalación de un analizador de redes para ver el consumo real que tiene la empresa en diferentes fechas.

**Tabla 8: Consumo eléctrico y máxima demanda**

<b>COMEDOR</b>						
NOMBRE DE AMBIENTE	NOMBRE DE AMBIENTE	AREA	Carga Unitaria (W/m2)	Potencia Instalada	Factor de demanda	Maxima demanda
COMEDOR	COMEDOR	53.60	25	1,340.00	0.40	536.00
<b>SUBTOTAL</b>		<b>53.6</b>				<b>536.00</b>
<b>ZONA DE VENTAS</b>						
NOMBRE DE AMBIENTE	NOMBRE DE AMBIENTE	AREA	Carga Unitaria	Potencia Instalada	Factor de demanda	Maxima demanda
ZONA DE VENTAS	ZONA DE VENTAS	61.00	25	1,525.00	0.90	1,372.50
<b>SUBTOTAL</b>		<b>61</b>				<b>1,372.50</b>
<b>AREA DE TALLER</b>						
NOMBRE DE AMBIENTE	NOMBRE DE AMBIENTE	AREA	Carga Unitaria	Potencia Instalada	Factor de demanda	Maxima demanda
PRIMER PISO	AREA DE TALLER	1141.8	25	28,545.00	0.90	25,690.50
	INGRESO A ESTACIONAMIENTOS	55	10	550.00	0.90	495.00
	SS.HH.	30	10	300.00	0.90	270.00
	CUARTOS DE SERVICIO	45	10	450.00	0.90	405.00
	HALL	60	25	1,500.00	0.90	1,350.00
	DEPOSITOS-ALMACENES	96	5	480.00	0.90	432.00
SEGUNDO PISO	SS.HH.	30	10	300.00	0.90	270.00
	OFICINAS	471	50	23,550.00	0.90	21,195.00
	ESTACIONAMIENTOS	770	10	7,700.00	0.90	6,930.00
	HALL	135	25	3,375.00	0.90	3,037.50
	DEPOSITOS-ALMACENES	216	5	1,080.00	0.90	972.00

SUBTOTAL		3049.8			61,047.00	
EQUIPOS ELECTRICOS ESPECIALES		Potencia Instalada	Cantidad	Factor de demanda	Maxima demanda	
	Ascensores (1 - 10HP)	7,500.00	1.00	0.80	6,000.00	
	Sistema de climatizacion de aire acondicionado VRF (3-7.5KW)	22,500.00	1.00	0.80	18,000.00	
	Montacarga (1 - 5HP)	3,750.00	1.00	0.80	3,000.00	
	Computadoras	300.00	10.00	0.80	2,400.00	
	Electrobombas Agua Fría (2 - 4HP)	3,000.00	2.00	0.50	3,000.00	
	Electrobombas de Rebose (2 - 3.5HP)	2,625.00	2.00	0.50	2,625.00	
	Bomba Jockey (3.5HP), ACI 30HP	25,125.00	1.00	0.80	20,100.00	
	Torno (2 - 5HP)	7,500.00	2.00	0.80	12,000.00	
	Fresadora (2 - 5HP)	7,500.00	2.00	0.80	12,000.00	
	Prensas (2 - 3HP)	15,000.00	2.00	0.80	24,000.00	
	Pulidora (2 - 5HP)	4,500.00	2.00	0.80	7,200.00	
	Taladro (2 - 3HP)	4,500.00	2.00	0.80	7,200.00	
	Rectificadora (2 - 5HP)	7,500.00	2.00	0.80	12,000.00	
	Tronzadora (2 - 5HP)	7,500.00	1.00	0.80	6,000.00	
	Cepillo vertical (2 - 5HP)	7,500.00	2.00	0.80	12,000.00	
	Mandriladora (2 - 5HP)	7,500.00	1.00	0.80	6,000.00	
	Cizalla (2 - 5HP)	7,500.00	1.00	0.80	6,000.00	
	Equipos electricos varios (10 - 2HP)	15,000.00	1.00	0.80	12,000.00	
SUBTOTAL					171,525.00	
Carga Total del PROYECTO (KW)					234,480.50	
<b>Máxima Demanda FINAL</b>		<b>234.48 kW</b>				

**Fuente: Elaboración propia**

Entonces considerando los planos de arquitectura finales que se tienen de la empresa así también como las actividades diferentes que se llevan a cabo en dicha empresa tales como la zona de taller, oficinas, comedor, depósitos, etc. se ha tomado la carga unitaria de Watts por metro cuadrado, correspondiente a la normativa vigente (tabla 14 del CNE Utilización) y además se está considerando todos los equipos tales como los montacargas, ascensor, torno, fresadora, prensas, pulidoras, taladros, rectificadoras, tronzadora, cepillos verticales, mandriladora, cizalla y equipos eléctricos varios así como equipos de computación, así como las electrobombas del local.



### 3.4. Diagramas de carga del consumo eléctrico

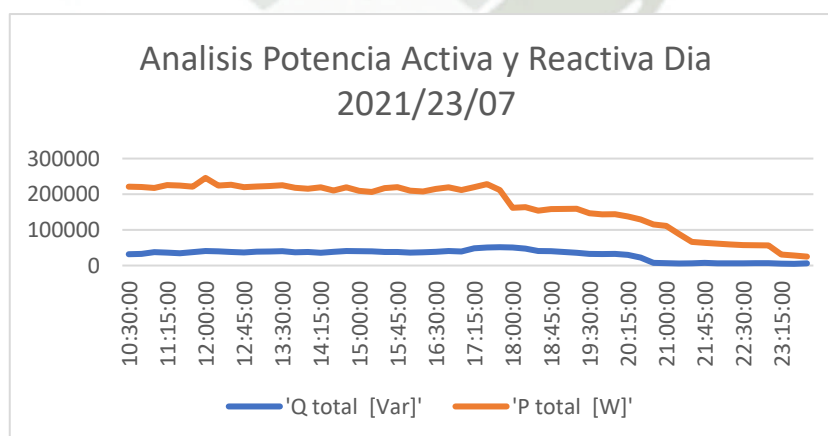
Para realizar el análisis de la carga eléctrica de la empresa, se ha utilizado un equipo analizador de redes eléctricas marca METREL, modelo MI 2892 Power Master.



**Figura 17: Analizadores de la calidad de la energía, MI 2892 Power Master**

**Fuente: Elaboración propia**

El problema tarifario de la empresa se tuvo desde la implementación de la subestación, ya que los costos mensuales disminuyeron poco comparado con el suministro en baja tensión, entonces se inició con las mediciones respectivas desde febrero del 2021, mostrándose a continuación los valores de febrero, marzo, abril, mayo, junio y julio (seis meses) de evaluación de la carga eléctrica, se muestra solo los datos del día de mayor consumo de un mes, el resto de valores se mostraran en el anexo de la tesis.

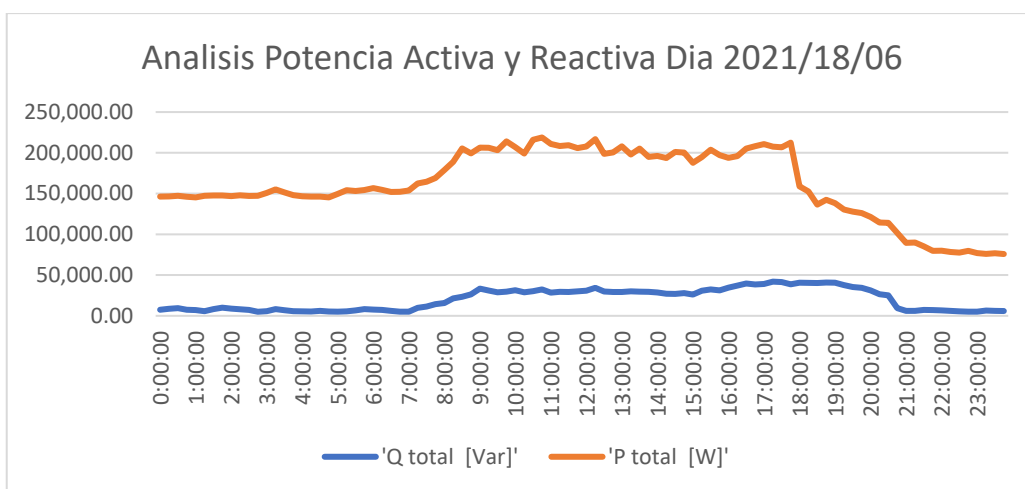


**Figura 18: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de julio 2021**

**Fuente: Elaboración propia**

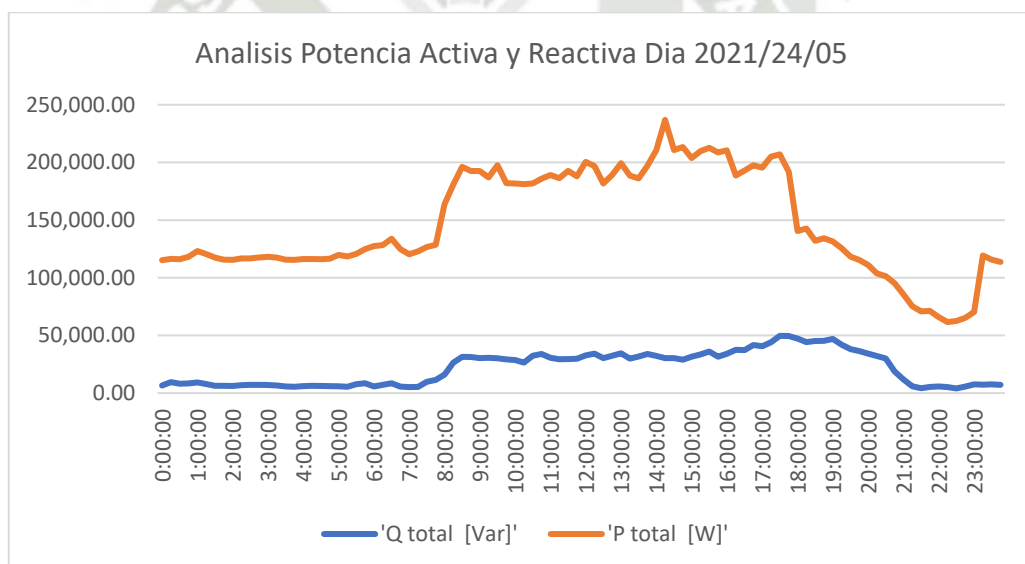
Fecha	Hora	POT_REACTIVA_DATA			P_REACTIVA	P_ACTIVA
		Q1	Q2	Q3	'Q total [Var]'	'P total [W]'
2021/23/07	10:30:00	11,337.47	8,318.85	12,078.32	31,734.64	221,118.95
2021/23/07	10:45:00	11,350.00	8,400.25	12,657.83	32,408.08	220,124.77
2021/23/07	11:00:00	13,706.81	9,775.35	13,903.41	37,385.57	217,407.03
2021/23/07	11:15:00	13,593.98	9,244.68	13,410.15	36,248.81	225,535.54
2021/23/07	11:30:00	13,473.30	8,786.34	12,215.71	34,475.35	224,194.73
2021/23/07	11:45:00	14,786.21	9,914.09	12,696.88	37,397.18	221,012.84
2021/23/07	12:00:00	15,632.86	11,368.43	13,554.34	40,555.63	245,780.58
2021/23/07	12:15:00	15,265.60	10,504.93	14,094.31	39,864.84	224,407.42
2021/23/07	12:30:00	14,659.96	10,143.08	13,008.37	37,811.41	226,573.42
2021/23/07	12:45:00	13,964.64	9,932.45	12,849.02	36,746.11	219,732.88
2021/23/07	13:00:00	14,583.27	10,833.21	13,509.69	38,926.17	221,616.66
2021/23/07	13:15:00	14,248.44	11,114.36	14,101.33	39,464.13	222,831.13
2021/23/07	13:30:00	14,112.41	11,204.78	15,167.21	40,484.40	224,976.19
2021/23/07	13:45:00	13,012.46	9,841.99	14,112.60	36,967.05	218,073.63
2021/23/07	14:00:00	13,705.69	10,072.33	14,076.58	37,854.60	215,204.77
2021/23/07	14:15:00	12,865.67	9,712.10	13,417.89	35,995.66	219,194.03
2021/23/07	14:30:00	13,654.76	10,398.05	14,471.16	38,523.97	210,477.45
2021/23/07	14:45:00	14,716.99	10,928.95	14,918.75	40,564.69	219,491.86
2021/23/07	15:00:00	13,684.00	10,447.33	16,011.98	40,143.31	209,426.67
2021/23/07	15:15:00	13,093.08	10,408.08	16,196.04	39,697.20	206,465.59
2021/23/07	15:30:00	12,946.16	9,627.50	15,456.35	38,030.01	217,136.00
2021/23/07	15:45:00	13,382.69	9,896.53	14,880.11	38,159.33	219,981.13
2021/23/07	16:00:00	12,455.09	9,559.50	14,147.31	36,161.90	209,729.86
2021/23/07	16:15:00	12,589.13	9,906.57	14,477.76	36,973.46	207,697.59
2021/23/07	16:30:00	14,266.99	10,311.88	13,786.84	38,365.71	214,709.30
2021/23/07	16:45:00	13,388.73	10,627.59	16,646.46	40,662.78	219,289.66
2021/23/07	17:00:00	12,264.05	10,291.30	16,888.53	39,443.88	211,604.61
2021/23/07	17:15:00	15,485.08	11,104.69	21,553.79	48,143.56	219,793.92
2021/23/07	17:30:00	16,531.67	12,197.77	22,052.01	50,781.45	228,333.55
2021/23/07	17:45:00	15,666.42	12,320.21	23,417.37	51,404.00	211,909.64
2021/23/07	18:00:00	14,617.38	12,184.90	24,000.02	50,802.30	161,894.03
2021/23/07	18:15:00	14,287.71	10,411.35	22,722.82	47,421.88	163,888.52
2021/23/07	18:30:00	12,248.34	8,824.95	19,699.95	40,773.24	153,888.52
2021/23/07	18:45:00	12,816.11	8,284.58	19,311.25	40,411.94	158,339.01
2021/23/07	19:00:00	11,624.70	7,206.06	19,155.53	37,986.29	158,785.62
2021/23/07	19:15:00	11,835.06	6,000.88	18,040.22	35,876.16	159,293.02
2021/23/07	19:30:00	9,903.79	5,828.76	16,712.58	32,445.13	146,774.38
2021/23/07	19:45:00	9,703.20	5,884.82	16,665.50	32,253.52	143,563.95
2021/23/07	20:00:00	10,175.91	6,430.37	15,921.02	32,527.30	143,968.67
2021/23/07	20:15:00	9,368.15	5,579.52	14,981.16	29,928.83	137,593.68
2021/23/07	20:30:00	7,579.69	3,031.98	11,913.68	22,525.35	129,180.22
2021/23/07	20:45:00	1,706.06	2,806.07	2,941.40	7,453.53	115,001.04
2021/23/07	21:00:00	1,648.79	2,613.30	2,448.13	6,710.22	111,249.78
2021/23/07	21:15:00	1,604.51	2,332.67	1,953.12	5,890.30	88,128.95
2021/23/07	21:30:00	1,604.97	2,642.70	2,117.26	6,364.93	66,102.52
2021/23/07	21:45:00	1,429.20	3,682.16	2,204.48	7,315.84	63,498.49
2021/23/07	22:00:00	1,014.57	3,088.35	2,087.46	6,190.38	61,516.04
2021/23/07	22:15:00	1,061.49	3,271.49	1,830.14	6,163.12	58,959.80
2021/23/07	22:30:00	1,180.12	3,622.39	1,522.20	6,324.71	57,178.56
2021/23/07	22:45:00	1,262.96	3,844.05	1,511.14	6,618.15	56,928.70
2021/23/07	23:00:00	1,218.84	3,452.78	1,822.60	6,494.22	56,593.01
2021/23/07	23:15:00	1,701.93	2,324.66	1,271.56	5,298.15	30,973.37
2021/23/07	23:30:00	977.75	2,386.38	1,366.90	4,731.03	28,258.66
2021/23/07	23:45:00	1,034.13	3,086.17	1,850.39	5,970.69	24,977.91

Fuente: Elaboración propia



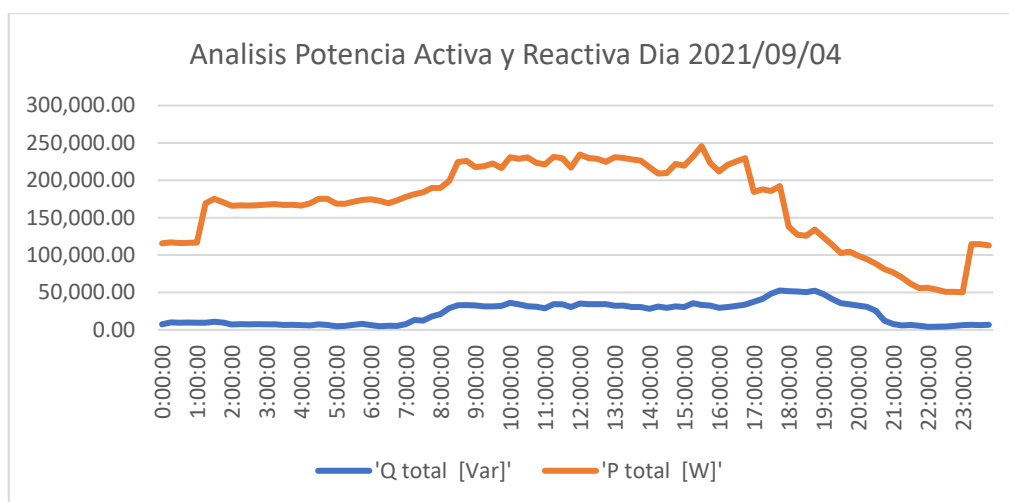
**Figura 19: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de junio 2021**

**Fuente: Elaboración propia**



**Figura 20: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de mayo 2021**

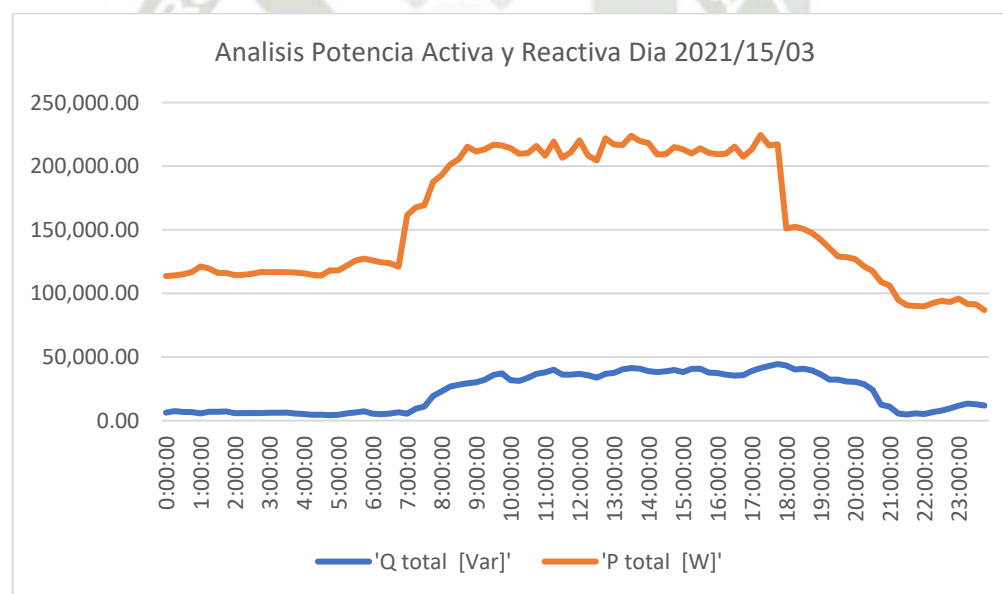
**Fuente: Elaboración propia**



**Figura 21: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de abril**

2021

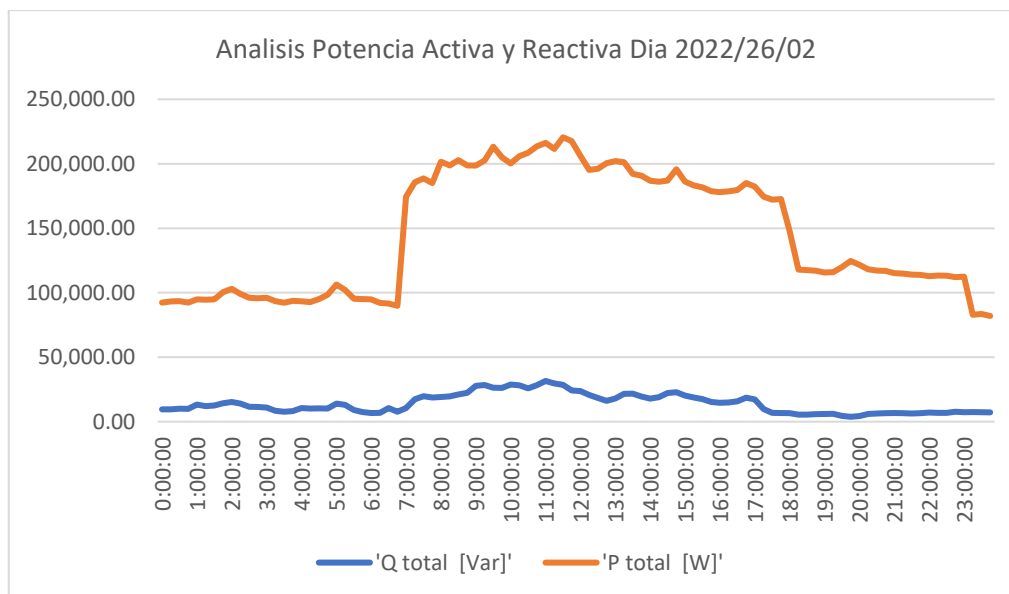
Fuente: Elaboración propia



**Figura 22: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de**

marzo 2021

Fuente: Elaboración propia



**Figura 23: Diagrama de carga de la empresa, día de mayor consumo del mes de febrero 2021**

**Fuente: Elaboración propia**

### 3.5. Selección óptima de la tarifa de la Planta industrial

Con los datos anteriores se ha realizado el cálculo de todas las tarifas vigentes, para después proceder a seleccionar la más adecuada, es decir la tarifa que nos permita pagar lo mínimo con el mismo consumo de energía eléctrica.

Además, se seleccionó los costos actualizados de la página de Osinerg, como se muestra a continuación:

**Tabla 9: Costos de las tarifas vigentes en la zonificación de la empresa**

**Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad**

**Empresa: Electrosur**

Pliego	Vigencia	Sector	Intercone
TACNA	4/Jul/2022	2	SEIN

	MEDIAS TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA
			Sin IGV
<b>TARIFA MT2</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	9.70
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	33.71
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	27.87
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S//kW-mes	70.86
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S//kW-mes	13.33
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S//kW-mes	14.57
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.19
<b>TARIFA MT3</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	9.84
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	33.71
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	27.87
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	61.90
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	38.81
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	14.50
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	14.52
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.19
<b>TARIFA MT4</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	9.84
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	29.25
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	61.90
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	38.81
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	14.50
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	14.52
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.19

**Fuente: Electro Sur, (2022)**

**Tabla 10: Costos de las tarifas vigentes en la zonificación de la empresa**

**Empresa: Electrosur**

Pliego	Vigencia	Sector
TACNA	4/Jul/2022	2

	BAJA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA
			Sin IGV
<b>TARIFA BT2</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	9.70
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	36.79
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	30.41
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S//kW-mes	74.16
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S//kW-mes	79.28
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S//kW-mes	60.89
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.19
<b>TARIFA BT3</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	9.84
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	36.79
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	30.41
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	55.19
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	50.10
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	79.21
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	76.02
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.19
<b>TARIFA BT4</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	9.84
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	31.91
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	55.19
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	50.10
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	79.21
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	76.02
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.19
<b>TARIFA BT5A</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E</b>		
	<b>a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	9.84
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	206.99
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	30.41
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S//kW-mes	76.09
	<b>b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	9.84
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	244.60
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	30.41
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S//kW-mes	76.09

**Fuente: Electro Sur, (2022)**

De acuerdo a los datos medidos presentados, se hace un resumen de dichos valores para realizar el cálculo de las tarifas eléctricas:

**Tabla 11: Datos resumen de la empresa para el cálculo de tarifa**

TABLA DE DATOS	
CLIENTE	EMPRESA METALMECANICA
Energía Activa en Punta	14662.40 kWh
Energía Activa en Fuera de Punta	99872.80 kWh
Potencia Contratada en Hora Punta	250 kW
Potencia Contratada en Hora Fuera de Punta	250 kW
Demanda Maxima en Hora Punta	163.88 kW
Demanda Maxima en Hora Fuera de Punta	245.78 kW
Energía Reactiva consumida	4700.00 kVARh
<b>Demanda maxima del mes a cobrar</b>	<b>245.78 kW</b>
Potencia Maxima mes 1 HFP	245.78 kW
Potencia Maxima mes 2 HFP	218.87 kW
Potencia Maxima mes 3 HFP	236.8 kW
Potencia Maxima mes 4 HFP	245.78 kW
Potencia Maxima mes 5 HFP	223.74 kW
Potencia Maxima mes 6 HFP	220.52 kW
1er maximo valor de los 6 meses HFP	245.78 kW
2do maximo valor de los 6 meses HFP	245.78 kW
<b>promedio de potencias de los 6 meses</b>	<b>245.78 kW</b>
Potencia Maxima mes 1 HP	163.88 kW
Potencia Maxima mes 2 HP	158.9 kW
Potencia Maxima mes 3 HP	142.78 kW
Potencia Maxima mes 4 HP	137.97 kW
Potencia Maxima mes 5 HP	152.41 kW
Potencia Maxima mes 6 HP	147.75 kW
1er maximo valor de los 6 meses HP	163.88 kW
2do maximo valor de los 6 meses HP	158.9 kW
<b>promedio de potencias de los 6 meses HP</b>	<b>161.39 kW</b>
<b>Exceso de potencia Fuera de Punta</b>	<b>84.39 kW</b>

Fuente: Electro Sur, (2022)

Entonces se procedió a calcular el monto a pagar en cada tipo de tarifa, analizando para el último mes de medición que fue julio del 2021. Para la empresa concesionaria de la localidad ELECTROSUR TACNA.

**Tabla 12: Evaluación del costo económico en la opción tarifaria MT2**

<u>CALCULO DE TARIFAS ELECTRICAS</u>					
CLIENTE			EMPRESA METALMECANICA TACNA		
MES DE FACTURACION			JULIO		
HORAS PUNTA HABLES DEL MES			120		
CALIFICACION DE CLIENTE					
Su Calificacion es			0.4971		
Es Considerado Como Cliente			PRESENTE EN FUERA DE PUNTA		
<b>MEDIA TENSION</b>					
TARIFA	DESCRIPCION	UNIDAD	TARIFA	FACTURADO	IMPORTE TOTAL
TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS 2E2P				
	Cargo Fijo Mensual	S/.	9.7	9.70	9.70
	Cargo por energia activa en punta	ctm S/./kW.h	33.71	14662.40	4,942.70
	Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/./kW.h	27.87	99872.80	27,834.55
	Cargo por Potencia Activa de Generacion en HP	S/./kW - mes	70.86	163.88	11,612.54
	Cargo por Potencia Activa de Distribucion en HP	S/./kW - mes	13.33	161.39	2,151.33
	Cargo por exceso de Potencia de Distribucion en HFP	S/./kW - mes	14.57	84.39	1,229.56
	Cargo por energia Reactiva que exceda el 30% del total de la Energia Activa	ctm S/./kVarh	5.19	0.00	
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>47,780.37</b>
				<b>IGV 19 % (S/.)</b>	<b>9,078.27</b>
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>56,858.64</b>

**Fuente: Electro Sur, (2022)**

**Tabla 13: Evaluación del costo económico en la opción tarifaria MT3**

TARIFA	DESCRIPCION	UNIDAD	TARIFA	FACTURADO	IMPORTE TOTAL
TARIFA MT3	TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 2E1P				
	Cargo Fijo Mensual	S/.	9.84	9.84	9.84
	Cargo por energia activa en punta	ctm S/./kW.h	33.71	14662.40	4,942.70
	Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/./kW.h	27.87	99872.80	27,834.55
	Cargo por Potencia Activa de Generacion para Usuarios Presentes en Punta	S/./kW - mes	61.9	0.00	0.00
	Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	38.81	245.78	9,538.72
	Cargo por Potencia Activa de redes de Distribucion para Usuarios Presentes en Punta	S/./kW - mes	14.50	0.00	0.00
	Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	14.52	245.78	3,568.73
	Cargo por energia Reactiva que exceda el 30% del total de la Energia Activa	ctm S/./kVarh	5.19	0.00	
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>45,894.53</b>
				<b>IGV 19 % (S/.)</b>	<b>8,719.96</b>
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>54,614.49</b>

**Fuente: Electro Sur, (2022)**

**Tabla 14: Evaluación del costo económico en la opción tarifaria MT2**

TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y TARIFA MT4 CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 1EIP					
Cargo Fijo Mensual	S/.	9.84	9.84	9.84	9.84
Cargo por energía Activa en punta	ctm S/./kW.h	29.25	14662.40	4,288.75	
Cargo por energía Activa fuera de punta	ctm S/./kW.h	29.25	99872.80	29,212.79	
CARGO POR POTENCIA ACTIVA DE GENERACION PARA USUARIOS:					
Presentes en Punta	S/./kW - mes	61.90	0.00	0.00	
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	38.81	245.78	9,538.72	
CARGO POR POTENCIA ACTIVA DE REDES DE DISTRIBUCION PARA USUARIOS					
Presentes en Punta	S/./kW - mes	14.50	0.00	0.00	
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	14.52	245.78	3,568.73	
Cargo por energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm S/./kVarh	5.19	0.00		
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>46,618.83</b>
				<b>IGV 19 % (S/.)</b>	<b>8,857.58</b>
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>55,476.41</b>

**Fuente: Electro Sur, (2022)**

Sí bien es cierto dado que la potencia contratada es de 250KW y el corresponde un suministro en media tensión, pero se ha hecho el cálculo también de los costos de la energía eléctrica en las tarifas de baja tensión para hacer un análisis comparativo y se puedan verificar el ahorro económico que implica haber efectuado la construcción de la subestación eléctrica para la empresa.

**Tabla 15: Evaluación del costo económico en la opción tarifaria BT2**

BAJA TENSION					
TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y TARIFA BT2 CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS 2E2P					
Cargo Fijo Mensual	S/.	9.7	9.70	9.70	9.70
Cargo por energía activa en punta	ctm S/./kW.h	36.79	14662.40	5,394.30	
Cargo por energía Activa Fuera de Punta	ctm S/./kW.h	30.41	99872.80	30,371.32	
Cargo por potencia Activa de Generacion en HP	S/./kW - mes	74.16	163.88	12,153.34	
Cargo por potencia Activa de Distribucion en HP	S/./kW - mes	79.28	161.39	12,795.00	
cargo por exceso de Potencia o Maxima demanda en HFP	S/./kW - mes	60.89	84.39	5,138.51	
Cargo por energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm S/./kVarh	5.19	0.00		
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>65,862.16</b>
				<b>IGV 19 % (S/.)</b>	<b>12,513.81</b>
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>78,375.97</b>

**Fuente: Electro Sur, (2022)**

**Tabla 16: Evaluación del costo económico en la opción tarifaria BT3**

TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y TARIFA BT3 CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 2EIP					
Cargo Fijo Mensual	S/.	9.84	9.84	9.84	
Cargo por energia activa en punta	ctm S/./kW.h	36.79	14662.40	5,394.30	
Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/./kW.h	30.41	99872.80	30,371.32	
Cargo por Potencia Activa de Generacion para usuarios:					
Presentes en Punta	S/./kW - mes	55.19	0.00	0.00	
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	50.10	245.78	12,313.58	
Cargo por Potencia Activa de redes de Distribucion para Usuarios					
Presentes en Punta	S/./kW - mes	79.21	0.00	0.00	
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	76.02	245.78	18,684.20	
Cargo por energia Reactiva que exceda el 30% del total de la Energia Activa	ctm S/./kVarh	5.19	0.00	0.00	
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>66,773.23</b>
				<b>IGV 19 % (S/.)</b>	<b>12,686.91</b>
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>79,460.14</b>

**Fuente: Electro Sur, (2022)**

**Tabla 17: Evaluación del costo económico en la opción tarifaria BT4**

TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y TARIFA BT4 CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA 1EIP					
Cargo Fijo Mensual	S/.	9.84	9.84	9.84	
Cargo por energia Activa en punta	ctm S/./kW.h	31.91	14662.40	4,678.77	
Cargo por energia Activa fuera de punta	ctm S/./kW.h	31.91	99872.80	31,869.41	
Cargo por Potencia Activa de Generacion para usuarios:					
Presentes en Punta	ctm S/./kW.h	55.19	0.00	0.00	
Presentes Fuera de punta	ctm S/./kW.h	50.10	245.78	12,313.58	
Cargo por Potencia Activa de redes de Distribucion para Usuarios					
Presentes en Punta	S/./kW - mes	79.21	0.00	0.00	
Presentes Fuera de punta	S/./kW - mes	76.02	245.78	18,684.20	
Cargo por energia Reactiva que exceda el 30% del total de la Energia Activa	ctm S/./kVarh	5.19	0.00	0.00	
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>67,555.80</b>
				<b>IGV 19 % (S/.)</b>	<b>12,835.60</b>
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>80,391.40</b>

**Fuente: Electro Sur, (2022)**

**Tabla 18: Evaluación del costo económico en la opción tarifaria BT5A**

TARIFA BT5A	TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA 2E	NO SE APLICA			
a)	Usuarios con demanda maxima mensual de hasta 20 KW en HP y HFP				
	Cargo Fijo mensual	S/.	9.84	3.60	3.60
	Cargo por energia activa en punta	ctm S/ .kW.h	206.99	14662.40	30,349.70
	Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/ .kW.h	30.41	99872.80	30,371.32
	Cargo por exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S/ . /kW - mes	76.09	84.39	6,421.24
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>67,145.86</b>
				<b>IGV 19 % (S/.)</b>	<b>12,757.71</b>
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>79,903.57</b>
b)	Usuarios con demanda maxima mensual de hasta 20 KW en HP y 50 kW HFP	NO SE APLICA			
	Cargo Fijo mensual		9.84	9.84	9.84
	Cargo por energia activa en punta	ctm S/ .kW.h	244.6	14662.40	35,864.23
	Cargo por energia Activa Fuera de Punta	ctm S/ .kW.h	30.41	99872.80	30,371.32
	Cargo por exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S/ . /kW - mes	76.09	84.39	6,421.24
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>72,666.62</b>
				<b>IGV 19 % (S/.)</b>	<b>13,806.66</b>
				<b>TOTAL (S/.)</b>	<b>86,473.28</b>

**Fuente: Electro Sur, (2022)**

De acuerdo a los cálculos de las tarifas efectuadas se tiene el siguiente resumen, sin considerar el IGV, tenemos:

**Tabla 19: Comparativo de las tarifas vigentes apara usuarios regulados**

TARIFA	COSTO MENSUAL
MT2	S/ 47,780.37
MT3	S/ 45,894.53
MT4	S/ 46,618.83
BT2	S/ 65,862.16
BT3	S/ 66,773.23
BT4	S/ 67,555.80
BT5A.a	S/ 67,145.86
BT5A.b	S/ 72,666.62

**Fuente: Elaboración propia**



## 4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO

### 4.1. Evaluación tarifaria del suministro eléctrico

De acuerdo a la evaluación realizada en el capítulo anterior, determinamos que la opción tarifaria de media tensión MT3 es la más óptima para clientes regulados, pero dada la potencia contratada de 250KW, se tiene la opción de evaluar la posibilidad de pasar de cliente regulado a cliente libre. Recordemos que los Usuarios Libres son aquellas empresas del mercado eléctrico que se encuentran conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y si tienen una potencia contratada es igual o superior a 200KW y menor a 2.5 MW, podrá elegir entre la condición de Usuarios Libres o Cliente Regulado. (Mendoza, 2018)

A esto último se le denomina rango optativo. Entonces ya se efectuó el cálculo de tarifas como cliente regulado, entonces ahora se procederá a hacer el cálculo de costos y procedimientos como cliente libre, considerando el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado con el Decreto Supremo N° 022-2009-EM. Los clientes libres no están sujetos a regulación de precios por la energía y la potencia que consumen. El precio que pagará la empresa por su suministro dependerá de lo acordado en sus contratos de suministro, el cual se realiza de manera bilateral entre el Usuario Libre y Suministrador. Entonces para ello se contactó con varios proveedores tales como. (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016)

**Tabla 20: Lista de suministradores de clientes libres Perú**

Suministrador	Suministrador
Agroaurora	Engie
Aguas y Energía	Fénix Power
Atocongo	Hidrandina
Atria Energía	Hidrandina
Bio Energía del Chira	Huanchor
C.H. Tingo	Huanza
C.H. Tingo	Huaura Power Group
Celepsa	Hydro Patapo
Chinango	Inland
Chungar	Inland
Coelvisac	Kallpa
Coelvisac	La Virgen
Edegel	La Virgen
Edelnor	Luz del Sur
Eepsa	Luz del Sur
Egasa	Orazul Energy Perú
Egamsa	San Gabán
Egenor	San Jacinto
Egesur	Santa Cruz
Eléctrica Huallaga	Santa Rosa
Electro Dunas	SDF Energía
Electro Puno	Seal
Electro Oriente	Shougesa
Electro Sur Este	SN Power Peru
Electrocentro	Sociedad Minera Corona
Electronoroeste	Statkraft
Electronoroeste	Statkraft
Electronorte	Termochilca
Electroperú	Termochilca
Electrosur	Termoselva
Electrosurmedio	Enersur
Enel Distribución Perú	Engie
Enel Generación Piura	

**Fuente:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, (2007)

Se realizaron cotizaciones y consultas con los principales suministradores, quedando con la cotización de la empresa de ATRIA.

Según el Reglamento de Usuarios Libres DECRETO SUPREMO N° 022-2009-EM, los usuarios conectados al SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) los requisitos que debíamos de cumplir como empresa para optar por ser clientes libres son:

- Consumo con potencia contratada igual y/o superior a 200 kW en los últimos 12 meses, se cumple ya que se tiene la subestación eléctrica desde el 2019 y con una potencia contratada de 250KW.
- Comunicar al suministrador actual con 12 meses de anticipación el cambio de condición de usuario regulado a libre. Se realizará en el caso que el análisis técnico y económico nos de los objetivos buscados.
- No mantener deudas con el suministrador actual, se tiene al día los pagos con la empresa ElectroSur.
- Contar con equipos medidores eléctricos, equipos de limitación de potencia y equipos de protección, la mayoría de empresas proveedoras dan financiamiento o facilitan dichos equipos. (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2009)

#### **Potencia y Energía Contratadas**

La Generadora pondrá a disposición del Cliente en el Punto de Suministro desde la Fecha de Inicio, y siempre que haya capacidad en las redes de transmisión y distribución, la Potencia Contratada que se indica en el cuadro siguiente (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2018).

<b>Unidad Productiva</b>	<b>Potencia Contratada HP (kW)</b>	<b>Potencia Contratada HFP (kW)</b>
N° EMPRESA METALMECANICA	250	250

**Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, (2018)**

### Punto de Suministro

El Punto de Suministro objeto de este Contrato, así como la Barra de Referencia de Generación (“BRG”) correspondiente al Punto de Suministro se indican en el cuadro siguiente (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2018).

Unidad Productiva	Punto de Suministro	BRG
N° EMPRESA METALMECANICA	SE MT ELECTROSUR	SE TACNA 147

En cuanto a los costos propuestos tenemos:

#### 1.- Precios de Generación

##### 1.1- Precios de Energía

Los precios base de energía que, debidamente actualizados, se utilizarán en el proceso de facturación, se indican en el siguiente cuadro:

**Tabla 21: Precio base de energía**

Unidad Productiva	Energía HP y HFP (US\$/MWh)
N° EMPRESA METALMECANICA	37.10

**Fuente: Elaboración propia**

La primera actualización del precio de energía se efectuará en la fecha de inicio del suministro, las siguientes se realizarán mensualmente. Las actualizaciones se efectuarán aplicando la siguiente formula:

$$PE = PE_0 \times FA$$

#### Dónde:

- PE: Precio de Energía a aplicar en el Mes de facturación.
- PE<sub>0</sub>: Precio Base de Energía, según se establece en la Tabla precio base de energía.
- FA: Factor de actualización del Precio de Energía.

El Factor de actualización del Precio de Energía se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$FA = PPI_j / PPI_o$$

**Dónde:**

- PPI<sub>j</sub>: Índice de Precios al Productor WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), correspondiente al Mes de consumo a facturar, publicado por el Departamento Bureau of Labor Statistics del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2018).
- PPI<sub>o</sub>: 210.4

El factor de actualización a aplicar será redondeado a cuatro (4) dígitos decimales y no podrá ser menor a uno (1.0000).

### **Precio de Potencia**

Es el precio en barra regulado por Osinergmin (PPM) y publicado en su página web para la BRG indicada en la Cláusula Quinta de este Contrato, vigente en el Mes de consumo a facturar.

### **Precios para los Excesos de Potencia y Energía Asociada**

Los precios para los excesos de potencia y de energía asociada se indican en el siguiente cuadro:

<b>Unidad Productiva</b>	<b>Excesos de Potencia (S./kW-Mes)</b>	<b>Excesos de Energía (US\$/MWh)</b>
<b>Nº EMPRESA METALMECANICA</b>	= 120% Precio de Potencia actualizado	=MAX (120% Precio de Energía actualizado, 120% CMg)

**Fuente: Elaboración propia**

Todos los precios indicados no incluyen el I.G.V.

Entonces ingresando los datos de evaluación de las tarifas en los clientes regulados del capítulo anterior tendríamos, evaluando para el mismo mes.

**Tabla 22: Evaluación del costo económico en la opción CLIENTE LIBRE**

Concepto	Valor Facturable		Precio		Valor Venta	
<b>Energía y Potencia</b>						
Potencia Activa	245.78	Kw	5.9400	US\$/kw	US\$	1459.93
Exceso Potencia	-	kW	7.1280	US\$/kw	US\$	-
Energía Activa HP	14,662.40	kWh	0.0409	US\$/kwh	US\$	599.69
Energía Activa HFP	99,872.80	kWh	0.0409	US\$/kwh	US\$	4084.80
Exceso energía HP	-	kWh	-	US\$/kwh	US\$	-
Exceso energía HFP	-	kWh	-	US\$/kwh	US\$	-
			<b>Sub Total (1):</b>		<b>US\$</b>	<b>6,144.42</b>

**Fuente: Elaboración propia**

Al cambio actual sería  $\$6144.42 * 3.98$  S/\$ sería S/ 24,454.79 soles, que en cuadro comparativo con los clientes regulados tendríamos:

#### 4.2. Evaluación de la facturación y comparación con cliente regulado

Cómo se aprecian en la tabla de resultados del cálculo de cliente libre considerando los costos propuestos por la suministradora tenemos un costo de cliente libre de S/ 24,454.79 inferior al costo de cliente regulado S/ 45,894.53 para el mismo tiempo de análisis de un mes y con los datos propuestos de potencia y energía.

Por esta razón se eligió cambiar a usuario libre aceptando las condiciones de contrato de la empresa Atria.

**Tabla 23: Cuadro comparativo de las tarifas para usuarios regulados y libres**

CLIENTE	COSTO MENSUAL
CLIENTE REGULADO MT3	S/ 45,894.53
CLIENTE LIBRE	S/ 24,454.79

**Fuente: Elaboración propia**

#### 4.3. Evaluación del contrato de suministro de energía eléctrica de cliente libre

A continuación, se presenta la documentación necesaria para el cambio de cliente regulado a libre, los cuales son:

- Contrato de Comodato con Opción de Compra con Empresa METALMECANICA-Caso estudio
- Acuerdo Privado con Empresa METALMECANICA-Caso estudio k

- Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada con Empresa METALMECANICA-Caso estudio
- ADENDA 1

#### **4.3.1. Contrato de Comodato de equipos con Opción de Compra con Empresa METALMECANICA-Caso estudio**

En el contrato se establecen el objeto del contrato, plazos, obligaciones de ambas partes, instalación de equipos, así como la devolución de los mismos



Contrato de Comodato de Equipos  
Atria Energía – EMPRESA METALMECANICO - CASO ESTUDIO

Conste por este documento el **Contrato de Comodato de Equipos** (en adelante, el “**Contrato**”), que celebran de una parte **EMPRESA METALMECANICO - CASO ESTUDIO**, con RUC N° \_\_\_\_\_, con domicilio en \_\_\_\_\_ Tacna, debidamente representada por su Apoderado, a la que en adelante se denominará, el “**Ciente**”; y de la otra, **Atria Energía S.A.C.**, con RUC N° \_\_\_\_\_ Distrito de San Isidro, Provincia y Departamento de Lima, debidamente representada por el señor \_\_\_\_\_ del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao, a la que en adelante se denominará, la “**Generadora**”, en los términos y condiciones siguientes:

**Primera - Antecedentes**

- 1.1 Con fecha 31 de julio del 2021, la **Generadora** y el **Ciente** suscribieron el Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada (en adelante, el “**Contrato de Suministro**”) para que la primera suministre a favor de la segunda, en calidad de Usuario Libre, la potencia y energía asociada necesarias para atender sus requerimientos de electricidad hasta el límite de la potencia contratada.
- 1.2 Como es de conocimiento de las partes, la el objeto condiciona la migración del Cliente de Usuario Regulado a Usuario Libre a que éste cuente con equipos de medición, protección y limitación (en adelante, los “**Equipos**”).
- 1.3 En atención a ello, la **Generadora** ha adquirido los **Equipos**, cuyo detalle y características se describen en el Anexo 1 y Anexo 2 de este Contrato para que el **Ciente** pueda cambiar de condición de Usuario Regulado a Usuario Libre.

**Segunda - Objeto del Contrato**

- 2.1 En virtud de este Contrato, la **Generadora** entrega en comodato los **Equipos** a favor del **Ciente**, con la finalidad de que éste los utilice por el plazo que se detalla en la Cláusula Tercera.
- 2.2 Por su parte, el **Ciente** se obliga a devolver a la **Generadora** los **Equipos** en el plazo previsto por la Cláusula Tercera de este Contrato.

**Tercera - Plazo**

- 3.1 Las partes dejan constancia que este Contrato estará vigente a partir de la suscripción de este documento y hasta el término del plazo que se detalla en el párrafo siguiente.
- 3.2 El Contrato se mantendrá vigente hasta tres (3) meses antes de la fecha de finalización del plazo de vigencia del **Contrato de Suministro**.
- 3.3 En caso el **Contrato de Suministro** sea renovado, la vigencia de este Contrato se extenderá automáticamente hasta tres (3) meses antes de la fecha de finalización del

plazo de vigencia de la renovación del **Contrato de Suministro**.

- 3.4 Al término del plazo del Contrato o durante la vigencia del mismo, previo acuerdo con la **Generadora**, el **Ciente** podrá adquirir la propiedad de los **Equipos**, los que tienen un costo de US\$6,000.00 (Seis mil y 00/100 Dólares Americanos), más el IGV.
- 3.5 Las partes declaran que este Contrato y el **Contrato de Suministro** se encuentran indisolublemente ligados, de modo que, en caso de terminación del **Contrato de Suministro** por cualquier causa, este Contrato indefectiblemente seguirá siempre la misma suerte de manera automática.

**Quinta – Instalación de los Equipos**

- 5.1 Para la instalación del **Equipo** en el predio del **Ciente**, éste deberá cumplir con brindar a la **Generadora** o al tercero que esta designe, las facilidades necesarias para que ésta pueda cumplir con la instalación de los **Equipos** de manera satisfactoria. Asimismo, el **Ciente** deberá cumplir con enviar toda la información que la **Generadora** requiera sobre el particular.
- 5.2 Una vez que estén instalados y operativos los **Equipos**, el **Ciente** deberá cumplir con firmar un Acta de Conformidad de Instalación, dejando constancia de la entrega y operatividad de los mismos. El **Ciente** deberá cumplir con firmar la referida Acta de Conformidad el mismo día que se demuestre la operatividad de los **Equipos**.

**Sexta – Declaraciones del Cliente**

- 6.1 El **Ciente** declara conocer el uso que se les debe dar a los **Equipos**, haciéndose responsable por la conservación y el buen uso del mismo, desde la fecha de entrega e instalación de los **Equipos** hasta la terminación de este Contrato.
- 6.2 El **Ciente** declara que la **Generadora** mantiene todos y cada uno de los derechos que le corresponden como propietaria del **Equipo**.
- 6.3 El **Ciente** autoriza expresamente a la **Generadora** a efectos que suspenda el suministro de potencia y energía eléctrica asociada contemplado en el **Contrato de Suministro**, en caso el **Ciente** incurra en cualquier incumplimiento de cualesquiera de las obligaciones establecidas a su cargo en este Contrato. Dicha suspensión se mantendrá hasta que el **Ciente** subsane el incumplimiento, no requerirá comunicación previa y no implicará responsabilidad alguna para la **Generadora**.

**Séptima – Obligaciones de la Generadora**

Son obligaciones de la **Generadora**:

**Contrato de Comodato de Equipos**  
**Atria Energía – Universidad Católica de Santa María**

- 7.1 Entregar e instalar los **Equipos** en el predio del **Ciente**, según lo estipulado en este Contrato.
- 7.2 Permitir el uso y goce de los **Equipos** durante el plazo pactado, siempre que el **Ciente** cumpla debidamente sus obligaciones derivadas de este Contrato.
- 7.3 Mantener vigente la garantía de fábrica de los **Equipos** durante el plazo de vigencia del presente Contrato.
- 7.4 Mantener vigente la garantía de instalación de los **Equipos** durante el plazo de vigencia del presente Contrato.

**Octava – Obligaciones del Cliente**

Son obligaciones del **Ciente**:

- 8.1 Conservar y mantener los **Equipos** en las condiciones en que le fueron entregados por la **Generadora**, es decir, en excelente estado de conservación y, de ser el caso, devolverlos en el mismo estado de conservación, sin más deterioro que el derivado del uso normal, según los fines pactados en este Contrato.
- 8.2 No manipular los **Equipos** ni cambiar piezas, repuestos o partes del mismo, bajo ninguna circunstancia, siendo los únicos habilitados para intervenir o reparar los **Equipos** la **Generadora** o los terceros que ésta designe para tales efectos.
- 8.3 Dar aviso a la **Generadora** de forma inmediata ante cualquier pérdida, deterioro, daño o usurpación de cualquier tipo que hubiesen sufrido los **Equipos**.
- 8.4 Permitir en todo momento las visitas de los representantes de la **Generadora** o del tercero que ésta designe, siempre que lo comunique previamente al **Ciente**, para verificar el uso y estado de conservación de los **Equipos**.
- 8.5 Devolver los **Equipos** a la **Generadora** a la: (i) finalización del plazo de vigencia de este Contrato, (ii) resolución por cualquier motivo de este Contrato, o, (iii) resolución por cualquier causa del **Contrato de Suministro**. Dicha devolución deberá ser efectuada por el **Ciente** a la **Generadora** en un plazo no mayor a cinco (5) días calendario contado desde el cumplimiento de (i), o, (ii), o, (iii).
- 8.6 Devolver lo Equipos a la **Generadora** en las condiciones que fueron recibidos, sin más deterioro que el derivado de su normal uso.
- 8.7 Asumir el riesgo de pérdida, deterioro o destrucción, total o parcial de los **Equipos**, de manera que en cualquiera de esos casos, el **Ciente** deberá pagar a la **Generadora** el valor de reposición de los **Equipos**.
- 8.8 Mantener, durante el plazo de vigencia del Contrato, las instalaciones eléctricas en las mismas condiciones técnicas verificadas por la **Generadora** oportunamente.

**Décima – Entrega y Devolución de los Equipos**

- 10.1 Las partes declaran y reconocen que los **Equipos** son entregados por la **Generadora** al **Ciente** en perfectas condiciones de operación, funcionamiento y mantenimiento.
- 10.2 El **Ciente** devolverá a la **Generadora** los **Equipos** otorgados en comodato en la fecha de resolución o término de la vigencia del Contrato. Las partes acuerdan que la devolución de los **Equipos** se realizará en el lugar de instalación de estos.
- 10.3 Antes de que se proceda a la devolución y desinstalación de los **Equipos**, la **Generadora** estará facultada a realizar una inspección del mismo y del estado y funcionamiento de las instalaciones del **Ciente**, después de la cual las partes firmarán un Acta de Devolución en la que se indicará la fecha de devolución y las observaciones de cualquiera de las partes. El retiro de los **Equipos** no deberá afectar el estado de funcionamiento de las instalaciones del **Ciente**, tal como se encuentren al momento de la inspección que realice la **Generadora**.

**Décimo Primera – Resolución**

- 11.1 La **Generadora** podrá resolver este Contrato si el **Ciente** incumple cualesquiera de las obligaciones establecidas a su cargo en este Contrato.
- 11.2 La **Generadora** notificará por escrito al **Ciente** el incumplimiento en el que ha incurrido y le otorgará un plazo de quince (15) días calendario para que lo subsane. Si el **Ciente** no subsanara el incumplimiento, a satisfacción de la **Generadora**, dentro del plazo antes señalado, el Contrato quedará automáticamente resuelto, sin necesidad de formalidad o declaración adicional alguna, quedando la otra parte facultada a demandar el pago de la indemnización que corresponda por los daños y perjuicios que el incumplimiento le pudiera haber causado.
- 11.3 La resolución no liberará a las partes del cumplimiento de todas las obligaciones a su cargo que se encuentren pendientes

**Décimo Segunda – Cesión de Posición Contractual**

El **Ciente** autoriza de manera anticipada a la **Generadora** la posibilidad de ceder en su totalidad los derechos y obligaciones de este Contrato, siempre y cuando dicha cesión se efectúe a una empresa que acepte íntegramente los derechos y obligaciones que emanan del mismo. La cesión surtirá plenos efectos a partir de la fecha de recepción por el cedido de la notificación de la cesión por el cedente, acompañando copia del convenio de cesión correspondiente.

**Décimo Tercera -Ley Aplicable y Solución de Controversias**

- 13.1 Este Contrato se rige por las leyes de la República de Perú.

**Contrato de Comodato de Equipos**  
**Atria Energía – EMPRESA METALMECANICO - CASO ESTUDIO**

13.2 Cualesquiera y todas las controversias que pudieran surgir entre las partes y deriven de este Contrato, incluyendo aquellas relacionadas con su negociación, celebración, interpretación y/o ejecución, serán resueltas mediante trato directo entre las partes durante el plazo de quince (15) días calendario posteriores a la recepción por una de las partes de la notificación que la otra deberá remitirle comunicando la existencia del reclamo, controversia o discrepancia. Si durante el mencionado plazo las partes no hubiesen podido arribar a un acuerdo satisfactorio para ambas, el respectivo reclamo, controversia o discrepancia será sometido a arbitraje de derecho, a cargo de un (1) árbitro único designado por el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima ("Centro") a solicitud de cualquiera de las partes. El arbitraje será llevado de acuerdo a las normas y procedimientos del Centro, en la ciudad de Lima y en castellano. La decisión del árbitro será definitiva e inapelable. Los gastos del arbitraje serán sufragados por la parte a la que le fue desfavorable el laudo. Para cualquier actuación judicial que se pudiera requerir en el marco del proceso arbitral, las partes se someten a la jurisdicción de los jueces y tribunales del Distrito Judicial del Cercado de Lima. Mientras que no se resuelva el arbitraje las partes deberán seguir cumpliendo con todas las obligaciones establecidas a su cargo en este Contrato.

**Décimo Cuarta - Depositario**

Las partes acuerdan designar al **Ciente** como depositario de los **Equipos** asumiendo todas las responsabilidades previstas en las normas legales vigentes y en este Contrato. El **Ciente** se mantendrá como depositario durante la vigencia de este Contrato.

Suscrito en Arequipa, el \_\_\_\_\_ de del 2020.

<p><b>Apoderado</b> <b>EMPRESA METALMECANICO -</b> <b>CASO ESTUDIO</b> <b>"Ciente"</b></p>	<p><b>Apoderado</b> <b>Atria Energía S.A.C.</b>  <b>"Generadora"</b></p>
--	--

**Fuente: Atria Energia, (2020)**

#### 4.3.2. Acuerdo Privado con Empresa METALMECANICA-Caso estudio

En este acuerdo la empresa suministradora de energía se compromete a adquirir, instalar y transferir a favor del Cliente, antes de la Fecha de Inicio establecida en el Contrato, los equipos de protección, limitación de potencia y medición siempre y cuando el Cliente no cuente con los mismos.



### Acuerdo Privado

Conste por este documento el **Acuerdo Privado** (en adelante, el “**Contrato**”), que celebran de una parte **EMPRESA METALMECANICA**, con RUC N° \_\_\_\_\_ con domicilio \_\_\_\_\_ Tacna, debidamente representada por su Apoderado a la que en adelante se denominará, el “**Cliente**”; y de la otra, **Atria Energía S.A.C.**, con RUC N° \_\_\_\_\_, con domicilio en Av. Pardo y Aliaga N° 675, Of. 301, Distrito de San Isidro, Provincia y Departamento de Lima, debidamente representada por el señor \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_, a la que en adelante se denominará, la “**Generadora**”, en los términos y condiciones siguientes:

#### **Primera : Antecedentes**

Con fecha 31 de julio de 2021, el **Cliente** y la **Generadora** suscribieron el “**Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada**” (en adelante, el “**Contrato**”).

#### **Segunda : Objeto**

Por este **Acuerdo** la **Generadora** se compromete a adquirir, instalar y transferir a favor del **Cliente**, antes de la Fecha de Inicio establecida en el **Contrato**, los equipos de protección, limitación de potencia y medición siempre y cuando el **Cliente** no cuente con los mismos. Los equipos se detallan en el Anexo N° 1 y Anexo N° 2 de este **Acuerdo**.

#### **Tercera : Mecanismo de Ajuste de Consumo**

El **Cliente** y la **Generadora** ratifican que ha sido condición determinante para la celebración del **Contrato**, y de las condiciones comerciales económicas ofrecidas por la **Generadora** al **Cliente** para ello, el supuesto que el **Cliente** tenga un consumo mínimo anual por cada año equivalente a 1,263 MWh, contados desde el 01 de noviembre del 2021 hasta el 31 de diciembre del 2024 inclusive.

Para el caso del periodo anual comprendido entre noviembre de 2021 hasta diciembre de 2021, el Cliente deberá tener un consumo mínimo anual equivalente a 201 MWh. En caso el Cliente no llegue a consumir la energía mínima facturable anual para este período, deberá pagar a la Generadora, inmediatamente después de realizado el cálculo, el resultado de la diferencia de la energía mínima facturable anual, equivalente a 1.263 MWh, y la energía realmente facturada multiplicado por la tarifa de US\$2.10 (dos y 10/100 Dólares) US\$/MWh, la misma que se indexará de manera similar al precio de la energía establecido en el Contrato.

De existir, estas diferencias serán liquidadas, a favor del Cliente o de la Generadora, según corresponda, mediante la emisión de notas de crédito o de débito, las cuáles se pagarán inmediatamente después de realizado el cálculo.

#### **Cuarta : Confidencialidad**

El **Cliente** y la **Generadora** tratarán como privada y confidencial la existencia de este **Acuerdo** y los términos y condiciones del mismo, así como cualquier información verbal o escrita proporcionada por una u otra parte en relación con el mismo, y ninguna de las partes podrá publicar o divulgar dicha información o detalles de la misma sin el consentimiento previo y por escrito de la otra parte, salvo que: (i) se trate de información de dominio público o no siendo de dominio público a la fecha de suscripción de este **Acuerdo**, se torne con posterioridad a ello de dominio público, sin infracción

contractual de alguna de las partes, (ii) ello sea requerido con carácter obligatorio por las leyes y norma legales aplicables, en cuyo caso la parte requerida a revelar la información deberá comunicarlo de inmediato a la otra parte y limitará la divulgación únicamente a lo estrictamente requerido, (iii) los accionistas, socios, prestamistas o asesores de la parte respectiva lo requieran, o (iv) la Superintendencia del Mercado de Valores - SMV, la Bolsa de Valores de Lima, otras bolsas de valores o autoridades gubernamentales competentes y compradores, inversionistas o prestamistas potenciales lo requieran (en cada caso, sujeto a que cada una de tales personas se sujete a obligaciones de confidencialidad similares a las aquí expuestas, salvo que tal confidencialidad se encuentre prevista por las leyes aplicables).

**Quinta : Varios**

La Ley aplicable a este **Acuerdo**, así como el mecanismo de solución de controversias aplicable al mismo, serán aquellos indicados en el **Contrato**.

<p><b>Apoderado</b> <b>EMPRESA METALMECANICA</b> <b>"Cliente"</b></p>	<p><b>Apoderado</b> <b>Atria Energía S.A.C.</b> <b>"Generadora"</b></p>
---	---

**Fuente: Empresa Metalmeccanica, (2020)**

#### **4.3.3. Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada con Empresa METALMECANICA-Caso estudio**

Es uno de los documentos más importantes porque en el queda establecidos los procedimientos y fórmulas de cálculo de la energía, así como el costo unitario, que en este caso sería de 37.10 Energía HP y HFP (US\$/MWh).

**Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada  
Atria Energía – Empresa METALMECANICA-Caso estudio**

Conste por este documento el **Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada** (en adelante el “Contrato”), que celebran de una parte **EMPRESA METALMECANICA**, a la que en adelante se denominará, el “Cliente”; y de la otra, **Atria Energía S.A.C.**, con RUC N°

, según poderes inscritos en la Partida N° 11269325 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao, a la que en adelante se denominará, la “**Generadora**”, en los términos y condiciones siguientes:

**Primera - Marco Legal**

Este Contrato se encuentra sujeto al régimen de libertad de precios, según lo establecido artículo 8° de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844 (“LCE”) y el artículo 2° del Reglamento de la LCE, Decreto Supremo N° 009-93-EM (“Reglamento”), por lo que los términos y condiciones del mismo derivan del libre acuerdo entre las partes y su interpretación y regulación, en todo lo no previsto en el mismo, se efectuará de acuerdo a la LCE, el Reglamento, la Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832 (“LDEGE”), el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, Decreto Supremo N° 022-2009-EM (“RUL”), la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Decreto Supremo N° 020-97-EM (“NTCSE”), la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE y las demás normas reglamentarias del sector eléctrico, así como sus modificatorias y ampliatorias. Supletoriamente, serán de aplicación las demás leyes aplicables en la República del Perú, especialmente el Código Civil Peruano.

**Segunda - Objeto del Contrato**

Por medio de este documento la **Generadora** se obliga a suministrar, o a causar que se suministre, al **Cliente**, en el punto de suministro señalado en la Cláusula Quinta (“Punto de Suministro”), en forma continua y permanente, salvo por lo estipulado en este Contrato, la potencia y energía asociada necesarias para atender sus requerimientos de electricidad hasta el límite de la potencia contratada definida en la Cláusula Séptima (“Potencia Contratada”), que constituye el límite máximo de la obligación del suministro. La **Generadora** podrá cumplir con el suministro materia de este Contrato con producción propia o a través de adquisiciones a terceros.

El **Cliente** se obliga a adquirir en forma exclusiva de la **Generadora** en el Punto de Suministro, la potencia y energía asociada que requiera o sea necesaria para satisfacer todos sus requerimientos de electricidad, hasta el límite de la Potencia Contratada y las ampliaciones futuras de acuerdo a la Cláusula Octava, y a pagar toda la potencia y energía asociada que le suministre en exclusividad la **Generadora** en el Punto de Suministro, así como las compensaciones por transmisión y otros cargos o conceptos definidos en este Contrato o que en un futuro pueda establecer cualquier autoridad gubernamental.

**Tercera - Responsabilidad del Suministro**

Las partes dejan constancia que, según con lo previsto en el artículo 6° del RUL, la responsabilidad de la **Generadora** ante el **Cliente** abarca hasta el Punto de Suministro. El **Cliente** declara que a la fecha de celebración de este Contrato, la conexión eléctrica en el Punto de Suministro soporta técnicamente una potencia activa igual o mayor a la Potencia Contratada. En caso contrario, es obligación y responsabilidad exclusiva del **Cliente** realizar las gestiones ante el concesionario de distribución eléctrica correspondiente, así como efectuar las inversiones que correspondan, para ampliar la capacidad de la conexión eléctrica en el Punto de Suministro necesarias para el suministro de la Potencia Contratada conforme a las condiciones pactadas en este Contrato.

**Cuarta - Plazo**

El suministro de potencia y energía eléctrica asociada se iniciará a las 00:00 horas de la fecha de inicio del suministro (“Fecha de Inicio”) y terminará a las 24:00 horas de la fecha de término (“Fecha de Término”), según se indica en el siguiente cuadro:

Unidad Productiva	Fecha de Inicio	Fecha de Término
N° CASO ESTUDIO	01/08/2021	31/12/2024

La vigencia de este Contrato será renovada automáticamente por cinco (5) años adicionales, siempre que con una anticipación no menor de seis (6) meses a la fecha de finalización de la vigencia original o sus posteriores renovaciones, ninguna de las partes indique por escrito y expresamente su intención de no proceder a la renovación. Sin perjuicio de ello, las partes acuerdan que en caso el **Cliente** manifieste su decisión de no renovar el Contrato conforme a lo indicado anteriormente, la **Generadora** contará con un derecho de preferencia para la suscripción de un nuevo contrato de suministro de potencia y energía en relación al suministro materia de este **Contrato**. En caso el **Cliente** hubiese recibido una mejor oferta en materia de precios y/o condiciones que resulten menores o mejores a las pactadas en este Contrato, la **Generadora** contará con el derecho irrevocable de igualar dicha mejor oferta. Para tal efecto, el **Cliente** deberá comunicar por escrito a la **Generadora** tal mejor oferta recibida adjuntando copia física de la misma. La **Generadora** contará con un plazo de treinta (30) días calendario contados desde la recepción de la mencionada comunicación del **Cliente** para informar por escrito al **Cliente** su decisión de ejercer su derecho de preferencia y por ende, igualar cualquier mejor oferta recibida, o, su decisión de no ejercer tal derecho, sin responsabilidad alguna a su cargo. Si la **Generadora** ejerciese su derecho e igualase cualquier mejor oferta, el **Cliente** y la **Generadora** suscribirán un nuevo contrato de suministro de potencia y energía en los mismos términos del **Contrato**, incorporándose a dicho nuevo contrato los nuevos precios y condiciones contenidas en la mencionada mejor oferta, cuya vigencia se iniciará al término de la vigencia del Contrato. Si dentro del

**Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada  
Atria Energía – Empresa METALMECANICA-Caso estudio**

plazo previsto para ello, la **Generadora** comunicase al **Ciente** que no ejercerá su derecho a igualar cualquier mejor oferta o si vencido dicho plazo el **Ciente** no recibiese una comunicación en ese sentido, el **Ciente** podrá contratar libremente el suministro materia de este **Contrato** una vez que el mismo quede resuelto por vencimiento de su plazo de vigencia, sin responsabilidad alguna para ninguna de ellas.

**Quinta - Punto de Suministro**

El Punto de Suministro objeto de este Contrato, así como la Barra de Referencia de Generación ("BRG") correspondiente al Punto de Suministro se indican en el cuadro siguiente:

Unidad Productiva	Punto de Suministro	BRG
N° CASO ESTUDIO	SE MT ELECTROSUR	SE TACNA

**Sexta - Calidad del Suministro y del Consumo de Electricidad**

Para todos los aspectos vinculados a la calidad del producto y del suministro materia de este Contrato será de aplicación la NTCSE.

**Sétima - Potencia y Energía Contratadas**

La **Generadora** pondrá a disposición del **Ciente** en el Punto de Suministro desde la Fecha de Inicio, y siempre que haya capacidad en las redes de transmisión y distribución, la Potencia Contratada que se indica en el cuadro siguiente:

Unidad Productiva	Potencia Contratada HP (kW)	Potencia Contratada HFP (kW)
N° CASO ESTUDIO	250	250

La potencia mínima facturable ("PMF") es la mínima potencia que la **Generadora** tiene derecho a facturar mensualmente al **Ciente** y que éste se obliga a pagar a la **Generadora**, así la Demanda Coincidente haya sido menor. La PMF que se aplicará será equivalente al 0% de la Potencia Contratada

La Potencia Contratada constituye la capacidad máxima que la **Generadora** está obligada a suministrar o a disponer que sea suministrada al **Ciente** de acuerdo a lo establecido en este Contrato y por ello, la **Generadora** no está obligada a suministrar o a disponer que se suministre al **Ciente**, en el Punto de Suministro, potencia o energía activa por encima de la Potencia Contratada y la respectiva energía asociada. Sin embargo, en caso la **Generadora** entregue potencia y energía asociada en exceso de lo contratado por el **Ciente**, dicha entrega se registrará por lo establecido en el Anexo 1 de este Contrato.

A partir de la Fecha de Inicio la **Generadora** pondrá a disposición del **Ciente**, en el Punto de Suministro, por cada

intervalo de quince (15) minutos, la cantidad máxima de energía activa que se determine de acuerdo a lo siguiente: **Energía Máxima en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta:** Cantidad de energía en kWh que resulte de multiplicar: (i) la Potencia Contratada para horas de punta y para horas fuera de punta, por (ii) 0.25.

Las partes declaran que a la fecha de suscripción de este Contrato, la potencia conectada del **Ciente** es de 410 kW. El **Ciente** declara que ha sido informada por la **Generadora** que, en caso lo requiera, deberá solicitar un incremento de carga a la empresa distribuidora de 410 kW a 450 kW, para lo cual contará con el apoyo de la **Generadora**. La **Generadora** no asumirá responsabilidad alguna frente al **Ciente** o terceros en caso dicho incremento de carga no sea solicitado o el mismo no sea otorgado por causas que no le sean imputables.

**Octava - Modificación de Potencia Contratada**

Si el **Ciente** decidiera efectuar ampliaciones y ello significara un incremento en sus requerimientos de potencia y energía adicionales a los previstos en este Contrato, deberá solicitar a la **Generadora** el suministro de dichos requerimientos con seis (06) meses de anticipación a la fecha en que requiera incrementar el suministro eléctrico.

Dentro de los sesenta (60) Días de recibida la solicitud de incremento del **Ciente**, la **Generadora** le informará por escrito su decisión de aceptar o rechazar el suministro requerido. Si la **Generadora** aceptase el brindar el suministro por el incremento, el mismo será atendido aplicando los precios actualizados establecidos en el Anexo 1 de este Contrato.

Cualquier solicitud de incremento de la Potencia Contratada está sujeta a que los respectivos concesionarios de transmisión y/o distribución, o el **Ciente** cumplan con los procedimientos que sean necesarios y realicen las inversiones requeridas para la ampliación y/o reforzamiento de la infraestructura de transmisión y/o distribución existentes que sean necesarias. La **Generadora** no es responsable de cumplir con dichos procedimientos o de pagar a los respectivos concesionarios de transmisión y/o distribución el costo de tales inversiones.

**Novena - Periodos Tarifarios**

Para la facturación de la potencia activa de generación no aplicarán los periodos tarifarios, siendo de aplicación la demanda coincidente.

Para la facturación de los peajes regulados y la energía reactiva se aplicarán los periodos tarifarios y las disposiciones establecidas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("Osinergrm").

Para la facturación de la energía activa de generación se aplicarán los periodos tarifarios y las disposiciones establecidas por Osinergrm.

**Décima - Medición**

**Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada**  
**Atria Energía – Empresa METALMECANICA-Caso estudio**

Los equipos de medición de potencia y energía activa necesarios para determinar el consumo mensual del **Cliente** serán electrónicos multifunción, de clase de precisión 0.2 IEC o mejor, con capacidad de memoria de masa para almacenar información como mínimo de treinta y cinco (35) Días, con intervalos de integración cada quince (15) minutos. Si los equipos de medición actualmente instalados no cumplan con los estándares antes señalados serán reemplazados. En este caso, los nuevos equipos de medición serán de propiedad del **Cliente** y los gastos en los que incurra la **Generadora** para la selección, adquisición, instalación, operación y mantenimiento de los mismos, serán incluidos en la factura correspondiente al primer mes de suministro que la **Generadora** entregue al **Cliente**.

**Décimo Primera - Precios y Fórmulas de Actualización**

Los precios de generación (potencia y energía) y sus correspondientes fórmulas de actualización son los indicados en el Anexo 1 de este Contrato. Asimismo, la **Generadora** trasladará al **Cliente** cualquier tributo, aporte o cargo, creado o por crearse que de acuerdo a legislación vigente deba ser asumido por los consumidores de electricidad.

Los peajes y compensaciones son los regulados por Osinergmin y serán de cargo del **Cliente**. La **Generadora** trasladará al **Cliente** cualquier otro cargo adicional de acuerdo con lo establecido en la Cláusula Décimo Segunda de este Contrato.

Las partes declaran y reconocen que los precios del mercado eléctrico son variables y que en el futuro la **Generadora** podría, eventualmente, obtener mayores precios a los establecidos en este Contrato y el **Cliente** podría, eventualmente, obtener menores precios a los establecidos en este Contrato. Así, las partes asumen voluntaria y expresamente este riesgo como propio del mercado eléctrico y de este Contrato por el plazo de vigencia del mismo.

**Décimo Segunda - Facturación**

La facturación se efectuará mensualmente para cada periodo de medición comprendido entre 00:00 horas del primer día del mes a facturar y las 24:00 horas del último día de dicho mes, en la forma siguiente:

**Facturación de la Potencia**

La facturación por potencia será igual al producto de: i) el mayor valor entre la PMF y la demanda coincidente registrada en el Punto de Suministro, por, ii) el factor de pérdidas medias de potencia ("fpp") correspondiente al tramo comprendido entre el Punto de Suministro y la BRG, y, por, iii) el precio de potencia debidamente actualizado según lo establecido en el Anexo 1 de este Contrato. El fpp entre el Punto de Suministro y la BRG es el regulado por el Osinergmin.

**Facturación del Exceso de Potencia**

En el caso que la demanda máxima registrada en el Punto de Suministro exceda la Potencia Contratada, la diferencia se considerará como exceso de potencia en el Punto de Suministro

y se facturará al precio indicado en el Anexo 1 de este Contrato debidamente actualizado y considerando el fpp entre la respectiva BRG y el Punto de Suministro.

**Facturación de la Energía Activa**

La facturación de Energía Activa en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta, será igual al producto de: (i) la energía activa registrada en las horas de punta y en las horas fuera de punta en el Punto de Suministro reflejada a la BRG utilizando el factor de pérdidas medias de energía ("fpe"), y por, (ii) el precio de energía activa en horas de punta y en horas fuera de punta indicado en el Anexo 1 debidamente actualizado. El fpe entre la respectiva BRG y el Punto de Suministro señalado es el regulado por Osinergmin.

**Facturación del Exceso de Energía Activa**

El exceso de energía activa, asociado al exceso de potencia, se calculará para cada periodo de 15 minutos y se facturará al precio indicado en el Anexo 1 de este Contrato debidamente actualizado y considerando el fpe entre la respectiva BRG y el Punto de Suministro.

**Facturación de la Energía Reactiva**

La energía reactiva se facturará aplicando la metodología y cargos establecidos por Osinergmin.

**Facturación de Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión y Sistema Garantizado de Transmisión**

La facturación del peaje de conexión al sistema principal de transmisión y el peaje de transmisión del sistema garantizado de transmisión se realizará aplicando la metodología y cargos establecidos por Osinergmin.

**Facturación de Peaje Secundario de Transmisión y Sistema Complementario de Transmisión**

La facturación de los cargos que pudiesen resultar aplicables por el uso de instalaciones del sistema secundario de transmisión y/o del sistema complementario de transmisión se realizará aplicando la metodología y cargos establecidos por Osinergmin.

**Facturación del Valor Agregado de Distribución**

De corresponder, la facturación del valor agregado de distribución se efectuará de acuerdo a la metodología y cargos establecidos por Osinergmin.

**Facturación de Cargos Adicionales**

Serán de cargo del **Cliente** los cargos actuales y/o futuros adicionales a los previstos expresamente en este Contrato, establecidos por Osinergmin, el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("COES") o cualquier autoridad gubernamental, en la medida que tales cargos adicionales correspondan al suministro de electricidad a usuarios sujetos a un régimen de libertad de

**Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada  
Atria Energía – Empresa METALMECANICA-Caso estudio**

precios. Para efectos de este Contrato, a fin de determinar si un cargo adicional resulta aplicable al **Ciente**, y sin perjuicio de lo que establezcan la legislación vigente, será de aplicación el siguiente criterio: *“Los Cargos Adicionales solo serán aplicables al **Ciente** si éstos conllevan costos para la **Generadora** que no existirían si este Contrato no estuviera vigente o se resolviese.”*

La aplicación, facturación, moneda de pago y actualización de los referidos cargos se harán de conformidad con la legislación vigente, facturándose de manera separada a los precios de potencia y energía activa.

**Facturación de Costos Marginales Excepcionales y Sobrecostos de la Operación asignados a la Generadora por el Suministro al Cliente**

En caso de presentarse cualquiera de los siguientes eventos: (i) congestión en el sistema eléctrico de transmisión, en caso la **Generadora** sea deficitaria del mercado de corto plazo del COES, en el área congestionada; (ii) interrupción total o parcial del suministro, transporte y/o distribución de gas natural; o, (iii) congestión en los ductos de transporte y distribución de gas natural, la **Generadora** facturará y el **Ciente** pagará el costo marginal de corto plazo que resulte aplicable, más un recargo del 1% o el precio de este Contrato, el que resultara mayor.

Los costos a ser pagados por el **Ciente** se determinarán en la proporción que la energía activa suministrada al **Ciente** durante la ocurrencia de los indicados eventos representa respecto del total de la energía suministrada por la **Generadora** a todos sus clientes que resulten afectados por la ocurrencia de los mismos eventos en el mismo período.

En caso que, de conformidad con la normativa vigente, el suministro al **Ciente** sea considerado como un retiro de energía en el Mercado de Corto Plazo que genere la obligación de la **Generadora** de asumir conceptos diferentes o adicionales al Costo Marginal de Corto Plazo conforme a su definición en la normativa aplicable, la **Generadora** trasladará, con el sustento correspondiente, y el **Ciente** pagará el monto que resulte mayor entre (i) el monto que esté obligado a sufragar en el Mercado de Corto Plazo más el 1% que corresponde a los aportes por regulación y (ii) el precio de este Contrato.

En caso durante la vigencia de este Contrato se produjese, producto de la emisión o modificación de la legislación aplicable, una variación efectiva en la metodología de cálculo de los Costos Marginales de Corto Plazo (la “Modificación”), las Partes tendrán un plazo de diez (10) días hábiles contados desde se produzca la Modificación para renegociar el precio de la energía del Contrato. En caso, vencido dicho plazo las Partes no llegasen a un acuerdo, la **Generadora** podrá resolver este Contrato de forma unilateral y de pleno derecho, sin responsabilidad alguna a su cargo. Para ello, bastará que la **Generadora** envíe una comunicación al **Ciente** comunicando la resolución del Contrato

**Procedimiento de Facturación**

El proceso de facturación será efectuado en periodos mensuales coincidentes cada uno de estos con un mes

calendario. Serán de cargo del **Ciente** el Impuesto General a las Ventas, el Impuesto de Promoción Municipal y aquellos otros tributos que la legislación vigente determine a su cargo, los que serán incluidos al momento de la facturación.

La facturación de la energía activa y excesos de energía activa se efectuará en Dólares Americanos. La facturación de la potencia, de los excesos de potencia, del peaje de conexión al sistema principal de transmisión y sistema garantizado de transmisión, de los peajes por uso de los sistemas secundarios de transmisión y sistemas complementarios de transmisión, del valor agregado de distribución, de la energía reactiva, del aporte por electrificación rural, FISE y otros conceptos regulados por Osinergrmín o la autoridad gubernamental correspondiente, se efectuará en Soles.

La **Generadora** emitirá la(s) factura(s) electrónica(s) aceptada por la Sunat, y la(s) entregará(n) a en el buzón electrónico, definido por el **Ciente**, dentro de los primeros diez (10) días calendario del mes inmediato siguiente al del mes de consumo que se está facturando; debiendo la(s) factura(s) estar acompañada(s) de los anexos sustentatorios. Asimismo, serán enviados por medio electrónico los registros de los medidores utilizados en la facturación. El **Ciente** pagará la(s) factura(s) en el plazo de diez (10) días calendario contados a partir del día siguiente de su entrega. Los plazos se computan separadamente para cada factura.

Si el monto de la factura no fuera abonada por el **Ciente** dentro del plazo establecido en el párrafo precedente la **Generadora** estará facultada a aplicar un interés compensatorio y un interés moratorio, así como a suspender el suministro eléctrico, según se establece en este Contrato.

Si las facturas no fueran pagadas en el plazo indicado en este Contrato, el **Ciente** quedará automáticamente constituido en mora, conforme al numeral 1° del artículo 1333º del Código Civil y deberá pagar a la **Generadora**: (i) el interés compensatorio, aplicable desde la fecha de vencimiento de la factura hasta su cancelación, y, (ii) el interés moratorio, a partir del décimo día contado a partir del vencimiento de la factura, en adición al interés compensatorio, equivalente al 15% de la tasa de éste último, hasta que la obligación sea íntegramente cancelada.

Para las facturas en Dólares Americanos y Soles la tasa del interés compensatorio aplicable será la tasa promedio del sistema financiero para créditos a la microempresa o la tasa promedio del sistema financiero para créditos de consumo, la que sea mayor, que publica diariamente la Superintendencia de Banca, Seguros y AFPs (“SBS”).

Si el **Ciente** tuviera observaciones a la(s) factura(s) emitida(s) por la **Generadora**, las presentará por escrito con los fundamentos y pruebas pertinentes, dentro del plazo de cinco (5) días calendario siguientes a la entrega de las facturas correspondientes por la **Generadora**. Las partes deberán dilucidar y solucionar la controversia por la vía de trato directo en lo posible dentro del plazo de pago, ajustándose las diferencias, de ser el caso, con la emisión de notas de débito o crédito a que hubiera lugar. De persistir las diferencias, a

**Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada  
Atria Energía – Empresa METALMECANICA-Caso estudio**

solicitud de parte, éstas se solucionarán a través del procedimiento arbitral estipulado en este Contrato.

En el caso las partes no lleguen a un acuerdo dentro del plazo de pago, el **Cliente** solamente podrá diferir el pago de la parte de la factura materia de la observación. En caso resultase infundada total o parcialmente la observación presentada, el **Cliente** deberá pagar los adeudos resultantes incluyendo los intereses compensatorios y moratorios estipulados en este Contrato hasta la fecha de pago del total adeudado. El **Cliente** se obliga a pagar todas las facturas en sus correspondientes monedas en las cuentas bancarias que la **Generadora** le indicará por escrito con la debida anticipación.

El **Cliente** no podrá efectuar compensaciones o descuentos unilaterales de las facturas del suministro emitidas por la **Generadora**, los que de producirse, constituirían un incumplimiento de este Contrato. Los pagos parciales que efectúe el **Cliente** se imputarán en el siguiente orden de prelación: 1°) intereses moratorios; 2°) intereses compensatorios, y, 3°) deuda principal.

**Décimo Tercera - Suspensión del Suministro**

La **Generadora** podrá suspender, sin responsabilidad alguna a su cargo, el suministro de energía eléctrica al **Cliente** sin necesidad de aviso previo en caso hayan transcurrido diez (10) días calendario desde el vencimiento de cualquier factura impaga, salvo que la misma haya sido observada conforme se detalla en este Contrato. Mientras dure la suspensión, que únicamente se levantará cuando el **Cliente** haya cumplido con pagar el íntegro de las sumas adeudadas, el **Cliente** deberá continuar pagando la PMF prevista en este Contrato.

El **Cliente** autoriza expresamente a la **Generadora** a suspender el suministro eléctrico, sin responsabilidad alguna a su cargo y sin necesidad de aviso previo, en caso el **Cliente** incumpla con cualquier obligación asumida con la **Generadora** en cualquier contrato, acuerdo, convenio o acto jurídico suscrito con posterioridad a este Contrato.

Asimismo, la **Generadora** no asumirá responsabilidad alguna frente al **Cliente** en los casos de suspensión, interrupción o perturbaciones del suministro de energía eléctrica por causas que no sean exclusiva y excluyentemente atribuibles a la **Generadora**.

**Décimo Cuarta - Resolución**

La **Generadora** podrá resolver este Contrato de forma automática y de pleno derecho si el **Cliente**: (a) incumple, total o parcialmente, con el pago de los montos facturados y no objetados correspondientes a dos (02) periodos de facturación consecutivos, ó, (b) incumple su obligación de compensar a la **Generadora** por mala calidad de consumo de acuerdo con las condiciones pactadas en este Contrato, ó, (c) es declarado en situación de insolvencia, concurso o reestructuración por la autoridad gubernamental competente; o si es declarado en quiebra o la junta de acreedores decide su liquidación.

necesaria ante la empresa concesionaria del servicio de distribución en los casos de solicitudes de ampliaciones de carga, y en general, representar al **Cliente** en todos los trámites y procedimientos vinculados a los suministros materia de este Contrato.

**Décimo Octava – Fecha de Firma**

Este Contrato se considerará firmado cuando ambas partes lo hayan suscrito, siendo por ello, su fecha de firma la última que conste en la sección “Fecha de Firma.....” siguiente.

El **Cliente** podrá resolver este Contrato de forma automática y de pleno derecho si la **Generadora**: (a) incumple su obligación de compensar al **Cliente** por mala calidad de servicio de acuerdo con las condiciones pactadas en este Contrato, ó, (b) es declarado en situación de insolvencia, concurso o reestructuración por la autoridad gubernamental competente; o si es declarado en quiebra o la junta de acreedores decide su liquidación. En estos casos, la parte que resuelva no asumirá responsabilidad alguna frente a la otra y le informará la resolución mediante una comunicación notarial.

La resolución no liberará a las partes del cumplimiento de todas las obligaciones a su cargo que se encuentren pendientes.

**Décimo Quinta - Solución de Controversias**

Cualquier controversia originada por la interpretación o ejecución de este Contrato será resuelta por las partes mediante el trato directo en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados desde la recepción de una de las partes de una comunicación escrita de la otra indicando que se ha iniciado el referido trato directo.

En caso la solución mediante el trato directo no prospere, las partes se someten a resolver el conflicto mediante arbitraje de derecho a cargo de un (1) árbitro único designado por el Centro de Conciliación y Arbitraje Nacional e Internacional de la Cámara de Comercio de Lima (“Centro”). El arbitraje se desarrollará en la ciudad de Lima, de acuerdo a las normas y reglamentos del Centro, y, en su defecto de acuerdo a la ley de arbitraje vigente en ese momento. El laudo arbitral será inapelable. Para cualquier actuación judicial que se pudiera requerir en el marco del proceso arbitral, las partes se someten a la jurisdicción de los jueces y tribunales del Distrito Judicial del Cercado de Lima. Mientras que no se resuelva el arbitraje las partes deberán seguir cumpliendo con todas las obligaciones establecidas a su cargo en este Contrato.

**Décimo Sexta - Cesión de Posición Contractual**

El **Cliente** autoriza de manera anticipada a la **Generadora** la posibilidad de ceder en su totalidad los derechos y obligaciones de este Contrato, siempre y cuando dicha cesión se efectúe a una empresa cuya concesión o autorización la faculte a la provisión de los servicios que son objeto de este Contrato y que la misma acepte íntegramente los derechos y obligaciones que emanan del mismo. La cesión surtirá plenos efectos a partir de la fecha de recepción por el cedido de la notificación de la cesión por el cedente, acompañando copia del convenio de cesión correspondiente.

**Décimo Séptima – Representación y Soporte Técnico**

La **Generadora** contará con un (1) representante técnico y comercial, cuyas funciones serán, entre otras: (i) atender los requerimientos técnicos y comerciales del **Cliente** vinculados al(os) suministros de energía materia de este Contrato, y, (ii) brindar presencialmente el soporte técnico necesario en caso de interrupciones en el suministro eléctrico al **Cliente**, y, (iii) realizar en representación del **Cliente** las gestiones que sean

Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada  
Atria Energía – Empresa METALMECANICA-Caso estudio

**Anexo 1**  
**Precios y Fórmulas de Actualización**

**1.- Precios de Generación**

**1.1- Precios de Energía**

Los precios base de energía que, debidamente actualizados, se utilizarán en el proceso de facturación, se indican en el siguiente cuadro:

Unidad Productiva	Energía HP y HFP (US\$/MWh)
N°	37.10

La primera actualización del precio de energía se efectuará en la fecha de inicio del suministro, las siguientes se realizarán mensualmente. Las actualizaciones se efectuarán aplicando la siguiente fórmula:

$$PE = PE_0 \times FA$$

Dónde:

PE: Precio de Energía a aplicar en el Mes de facturación.

PE<sub>0</sub>: Precio Base de Energía, según se establece en el numeral 1.1 de este Anexo 1.

FA: Factor de actualización del Precio de Energía.

El Factor de actualización del Precio de Energía se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$FA = PPI_j / PPI_0$$

Dónde:

PPI<sub>j</sub>: Índice de Precios al Productor WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), correspondiente al Mes de consumo a facturar, publicado por el Departamento Bureau of Labor Statistics del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica

PPI<sub>0</sub>: 210.4

El factor de actualización a aplicar será redondeado a cuatro (4) dígitos decimales y no podrá ser menor a uno (1.0000).

**1.2.- Precio de Potencia**

Es el precio en barra regulado por Osinergmin (PPM) y publicado en su página web para la BRG indicada en la Cláusula Quinta de este Contrato, vigente en el Mes de consumo a facturar.

**1.3.- Precios para los Excesos de Potencia y Energía Asociada**

Los precios para los excesos de potencia y de energía asociada se indican en el siguiente cuadro:

Unidad Productiva	Excesos de Potencia (S./kW-Mes)	Excesos de Energía (US\$/MWh)
N° CASO ESTUDIO	= 120% Precio de Potencia actualizado	=MAX(120% Precio de Energía actualizado, 120% CMg)

**1.4.- Impuesto General a las Ventas**

Los precios indicados en este Anexo 1 no incluyen el I.G.V.

**Fuente: Empresa Metalmeccanica, (2020)**

El cambio de condición se hará efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:

1. El Usuario comunicará por escrito a su Suministrador actual, con copia a su Suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.
2. El cambio de condición no se hará efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.
3. El Usuario deberá contar con los equipos de medición, protección y limitación de potencia adecuados para que el cambio de condición se produzca efectivamente.
4. El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años." (Empresa Metalmeccanica, 2020)

La empresa METALMECANICA-CASO ESTUDIO, ha cumplido con todos los requisitos y documentación respectiva, por lo que cambio de usuario regulado a usuario libre, por el ahorro económico que ello implica.

El costo de carga unitario de la energía eléctrica en horas punta y fuera de punta forma parte del contrato y se puede renegociar cuando se cumpla el tiempo de vigencia de dicho contrato, o podría cambiar de proveedor si lo ve por conveniente, a partir del tercer año de cliente libre con la suministradora.

#### **4.4. Análisis económico del cambio de usuario de libre a regulado**

Para comprender mejor el comparativo de la tarifa como cliente libre y cliente regulado, vamos a detallar brevemente lo que sería la facturación de cliente libre el recibo está básicamente dividido en tres partes: la primera vendría a ser los datos del consumo es decir a partir de las mediciones que se han efectuado en la planta industrial cuánto es la potencia, la energía y la máxima demanda tanto en horas punta y fuera de punta, luego tenemos el detalle de la facturación en el cual vamos a tener tres conceptos el primero es sobre la energía y potencia con el costo unitario de energía eléctrica que se ha acordado en el contrato como usuario libre, luego tenemos el concepto de compensaciones de transmisión y distribución por el uso de estas redes en la alimentación al usuario libre, cuyos precios están regulados y varían por

Osinerming y finalmente cargos de ley que son cargos inafectos al IGV por la electrificación rural y el FISE ley 29852, entonces el costo total de esta factura como cliente libre vendría a ser la suma de estos tres conceptos el primer concepto de energía potencia está en dólares y a eso le sumamos la compensación que está en soles, a ambos conceptos se les incluye el IGV. Y luego sumamos los cargos inafectos del subtotal 3. Entonces si sumamos el subtotal 1, 2 y 3 vamos a obtener dos montos, Uno correspondiente a los dólares del subtotal uno más IGV y el segundo en soles correspondiente al subtotal 2 de compensaciones de transmisión y distribución más IGV y más el subtotal 3 sin IGV.

En la siguiente tabla podemos apreciar el costo comparativo de la energía eléctrica por mes, considerando la opción tarifaria más económica que resultado del cálculo MT3 y comparada con el costo tarifario al ser cliente libre

**Tabla 24: comparación de costos de energía usuario regulado y libre (proyectado de acuerdo a los cálculos y la información medida JULIO 2021).**

CLIENTE	COSTO MENSUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA JULIO 2021
CLIENTE REGULADO Tarifa MT3	S/ 45,894.53
CLIENTE LIBRE	S/ 24,454.79

**Fuente: Elaboración propia**

Se tienen un costo mensual de S/ 45,894.53 como cliente regulado tarifa MT3 y un costo mensual de S/ 24,454.79 como cliente libre, de acuerdo a la anterior tabla, se concluye que existe un ahorro económico del 46.72%, cambiando de usuario regulado con tarifa MT3 a usuario libre, es por ello que en julio del 2021 se decidió el cambio a usuario libre, se firmaron los documentos respectivos y se le notifico el cambio a la empresa concesionaria ELECTROSUR, de dicho cambio.

A partir de agosto del presente año la empresa METALMECANICA – CASO ESTUDIO, ya es un usuario libre ya recibido dos recibos de acuerdo al consumo energético que ha tenido en los meses de agosto y septiembre como usuario libre, estos dos recibos también nos van a servir para comparar con el monto que hubiera seguido pagando como cliente regulado. Y de esa manera podamos comparar realmente cuánto es el ahorro de energía que se tiene con el cambio de tipo de cliente.

**Tabla 25: Comparación de costos de energía usuario regulado y libre (de acuerdo a la medición real como cliente libre). Agosto 2022**

Recreación Facturación MT3				Facturación Atria		
	Cantidad (en medidor)		P.U.	Total		
Potencia	228.80	kW	61.9	S/14,162.72	Atria	us\$ 4,658.36 / s/ 14,192.18
Energía HP	14,859.90	kWh	0.3371	S/5,009.27		
Energía HFP	67,469.20	kWh	0.2787	S/18,803.67	tc ref.	3.830
Potencia Distribución	85.60	kW	14.01	S/1,199.26		
CF				S/9.14	Total	S/32,033.70
Alumbrado Público				S/1,124.67	Ahorro S/	S/18,158.51
E° Reactiva				S/1,562.69	Ahorro %	36.18%
Electrificación Rural				S/783.94		
Total				S/50,192.21		

**Fuente: Elaboración propia.**

De acuerdo a la factura del mes de agosto del presente se tiene el detalle del consumo y también se tiene un costo total incluido el IGV de 4,658.36 dólares lo cual al cambio (tasa referencial del 3.83) tenemos un monto de 32,033.70 soles esa sería entonces la factura real de cliente libre que tiene ahora la empresa metalmecánica del caso estudio, comparado con la facturación como usuario regulado en la opción tarifaria MT3 tiene un costo de 50,192.21 soles, entonces estamos observando que hay una diferencia significativa, en porcentaje entonces tendríamos un ahorro del 36.18% y en soles 18,158.51.

**Tabla 26: Valores de consumo eléctrico para el mes de agosto 2022**

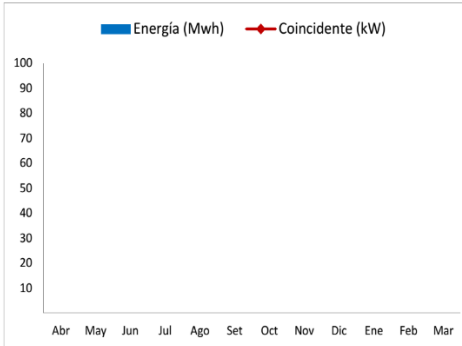
I. DATOS DEL CONSUMO		
Potencia Contratada	Punto de Suministro	Tacna 220
Potencia HP	250.00 kW	270.25 kW
Potencia HFP	250.00 kW	270.25 kW
Mínima Facturable	- kW	- kW

Datos de Consumo		
Máxima Demanda HP	Punto de Suministro	Tacna 220
Máxima Demanda HP	219.60 kW	229.48 kW
Máxima Demanda HFP	228.80 kW	239.10 kW
Coincidente con SEIN	85.60 kW	89.45 kW
Energía Activa en HP	14,859.90 KWh	15,380.00 KWh
Energía Activa en HFP	67,469.20 KWh	69,830.62 KWh
Total de Energía	82,329.10 KWh	85,210.62 KWh
Energía Reactiva	0.10 kVARh	
Energía a nivel SST	83,918.05 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO	
■ Energía (Mwh)	● Coincidente (kW)



**Fuente: Elaboración propia.**

**Tabla 27: Factura del mes de agosto 2022, como usuario libre**

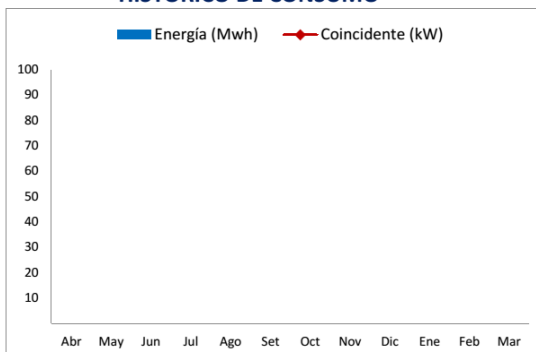
Agosto 2022

**I. DATOS DEL CONSUMO**

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Tacna 220
Potencia HP	250.00 kW	270.25 kW
Potencia HFP	250.00 kW	270.25 kW
Mínima Facturable	- kW	- kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Tacna 220
Máxima Demanda HP	219.60 kW	229.48 kW
Máxima Demanda HFP	228.80 kW	239.10 kW
Coincidente con SEIN	85.60 kW	89.45 kW
Energía Activa en HP	14,859.90 KWh	15,380.00 KWh
Energía Activa en HFP	67,469.20 KWh	69,830.62 KWh
Total de Energía	82,329.10 KWh	85,210.62 KWh
Energía Reactiva	0.10 kVARh	
Energía a nivel SST	83,918.05 KWh	

**HISTORICO DE CONSUMO**



**II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN**

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
<b>Energía y Potencia</b>			
Potencia Activa	89.45 kW	5.9200 US\$/kw	US\$ 529.54
Exceso Potencia	- kW	7.1040 US\$/kw	US\$ -
Energía Activa HP	15,379.99 kWh	0.0399 US\$/kwh	US\$ 613.20
Energía Activa HFP	69,830.63 kWh	0.0399 US\$/kwh	US\$ 2,784.14
Exceso energía HP	- kWh	- US\$/kwh	US\$ -
Exceso energía HFP	- kWh	- US\$/kwh	US\$ -
		<b>Sub Total (1):</b>	<b>US\$ 3,926.88</b>
<b>Compensaciones de Transmisión y Distribución</b>			
Cargo Fijo Mensual			S/ 9.14
Cargo Mantenimiento			S/ -
Alumbrado Público			S/ 1,124.67
Peaje Principal	89.45 kW	39.360 S/./kw	S/ 3,520.75
Peaje A. Demanda 9	83,918.05 kWh	0.0205 S/./kwh	S/ 1,722.59
Peaje A. Demanda 15	83,918.05 kWh	0.0020 S/./kwh	S/ 166.91
Peaje Distribución HP	151.80 kW	12.5900 S/./ kw	S/ 1,911.16
Peaje Distribución HFP	17.80 kW	12.8300 S/./ kw	S/ 228.37
Reactiva Inductiva	- kVARh	0.0478 S/./kvarh	S/ -
Reactiva Capacitiva	16,346.10 kVARh	0.0956 S/./kvarh	S/ 1,562.69
		<b>Sub Total (2):</b>	<b>S/ 10,246.28</b>
<b>Cargos Inafectos a IGV</b>			
Electrificación Rural	85,210.62 KWh	0.0092 S/./kwh	S/ 783.94
FISE (Ley N° 29852)	85,210.62 KWh	0.0142 S/./kwh	S/ 1,209.99
		<b>Sub Total (3):</b>	<b>S/ 1,993.93</b>
<b>Otros Cargos y Recálculos</b>			
<b>Intereses y Moras</b>			
Interes Compensatorio (USD) Feb-22		IGV	US\$ 20.87
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US\$ -
Interes Compensatorio (PEN) Feb-22		IGV	S/ 91.22
Interes Moratorio (PEN)		EXE_IGV	S/ -

**Factores de Pérdidas Medias**

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0277	1.0450
Energía	1.0154	1.0193	1.0350

Fecha Coincidencia	10/03/22 19:30
--------------------	----------------

Tipo de Cambio del mes	3.701
------------------------	-------

**Indicadores Base**

Index	Io	Ago -22
PPI	213.40	229.31

**Factor Actualización** Agos-22

Potencia	-
Energía HP	1.0747
Energía HFP	1.0747

**Precios ATRIA** Base Jun-22 Jul-22

Potencia	PBAR	5.85	5.92
Energía HP	37.10	39.56	39.87
Energía HFP	37.10	39.56	39.87
	3	28	31

**Peajes** Feb-22 Mar-22 Pond.

PCSPT	39.360	39.360	39.360
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	2.0527	2.0527	2.0527
Area 15	0.1989	0.1989	0.1989
E. Inductiva	4.780	4.780	4.780
E. Capacitiva	9.560	9.560	9.560

**III. FACTURAS A PAGAR**

<b>FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):</b>	<b>US\$ 4,658.36</b>
<b>FACTURA EN SOLES (INC. IGV):</b>	<b>S/ 14,192.18</b>

**Fuente: Atria Energia, (2020)**

**Tabla 28: Comparación de costos de energía usuario regulado y libre (de acuerdo a la medición real como cliente libre) setiembre 2022.**

Recreación Facturación MT3				Facturación Atria		
	Cantidad (en medidor)		P.U.	Total		
Potencia	234.40	kW	61.9	S/14,509.36	Atria	us\$ 6,040.07 / s/ 22,225.00
Energía HP	16,654.00	kWh	0.3371	S/5,614.06		
Energía HFP	75,862.20	kWh	0.2787	S/21,142.80	tc ref.	3.830
Potencia Distribución	206.40	kW	14.01	S/2,891.66		
CF				S/9.60	Total	S/45,358.47
Alumbrado Público				S/1,171.85	Ahorro S/	S/10,553.32
E° Reactiva				S/1,296.98	Ahorro %	18.87%
Electrificación Rural				S/880.94		
Total				S/55,911.79		

**Fuente: Elaboración propia**

De acuerdo a la factura del mes de setiembre del presente se tiene el detalle del consumo y también se tiene un costo total incluido el IGV de 6,040.07 dólares lo cual al cambio (tasa referencial del 3.83) tenemos un monto de 45,358.47 soles esa sería entonces la factura real de cliente libre que tiene ahora la empresa metalmecánica del caso estudio, comparado con la facturación como usuario regulado en la opción tarifaria MT3 que tiene un costo de 55,911.79 soles, entonces estamos observando que hay una diferencia significativa, en porcentaje entonces tendríamos un ahorro del 18.87% y en soles 10,553.32.

**Tabla 29: Valores de consumo eléctrico para el mes de Setiembre 2022**

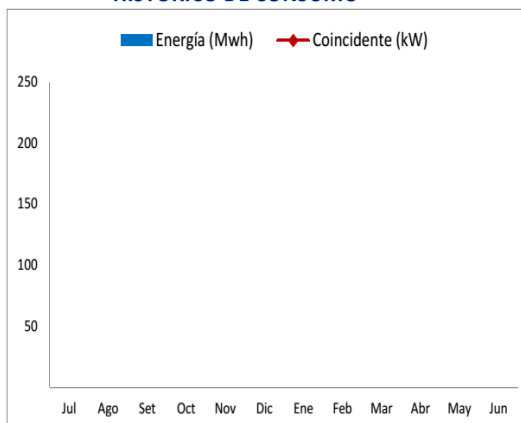
Septiembre 2022

**I. DATOS DEL CONSUMO**

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Tacna 220
Potencia HP	250.00 kW	270.25 kW
Potencia HFP	250.00 kW	270.25 kW
Mínima Facturable	- kW	- kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Tacna 220
Máxima Demanda HP	228.80 kW	260.00 kW
Máxima Demanda HFP	234.40 kW	265.85 kW
Coincidente con SEIN	206.40 kW	215.69 kW
Energía Activa en HP	16,654.00 KWh	17,236.89 KWh
Energía Activa en HFP	75,862.20 KWh	78,517.38 KWh
Total de Energía	92,516.20 KWh	95,754.27 KWh
Energía Reactiva	15.70 kVARh	
Energía a nivel SST	94,301.76 KWh	

**HISTORICO DE CONSUMO**



**Fuente: Elaboración propia**

**Tabla 30: Factura del mes de septiembre 2022, como usuario libre**

Septiembre 2022			
<b>I. DATOS DEL CONSUMO</b>			
Potencia Contratada	Punto de Suministro	Tacna 220	
Potencia HP	250.00 kW	270.25 kW	
Potencia HFP	250.00 kW	270.25 kW	
Mínima Facturable	- kW	- kW	
<b>Datos de Consumo</b>			
Máxima Demanda HP	228.80 kW	260.00 kW	
Máxima Demanda HFP	234.40 kW	265.85 kW	
Coincidente con SEIN	206.40 kW	215.69 kW	
Energía Activa en HP	16,654.00 KWh	17,236.89 KWh	
Energía Activa en HFP	75,862.20 KWh	78,517.38 KWh	
Total de Energía	92,516.20 KWh	95,754.27 KWh	
Energía Reactiva	15.70 kVARh		
Energía a nivel SST	94,301.76 KWh		
<b>II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN</b>			
Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
<b>Energía y Potencia</b>			
Potencia Activa	215.69 kW	5.5700 US\$/kw	US\$ 1,201.39
Exceso Potencia	- kW	6.6840 US\$/kw	US\$ -
Energía Activa HP	17,236.89 kWh	0.0409 US\$/kwh	US\$ 705.16
Energía Activa HFP	78,517.38 kWh	0.0409 US\$/kwh	US\$ 3,212.14
Exceso energía HP	- kWh	- US\$/kwh	US\$ -
Exceso energía HFP	- kWh	- US\$/kwh	US\$ -
		<b>Sub Total (1):</b>	<b>US\$ 5,118.69</b>
<b>Compensaciones de Transmisión y Distribución</b>			
Cargo Fijo Mensual			S/ 9.60
Cargo Mantenimiento			S/ -
Alumbrado Público			S/ 1,171.85
Peaje Principal	215.69 kW	36.844 S/./kw	S/ 7,946.88
Peaje A. Demanda 9	94,301.76 kWh	0.0263 S/./kwh	S/ 2,480.99
Peaje A. Demanda 15	94,301.76 kWh	0.0024 S/./kwh	S/ 225.29
Peaje Distribución HP	253.80 kW	13.4100 S/./kw	S/ 3,403.46
Peaje Distribución HFP	3.80 kW	13.6600 S/./kw	S/ 51.91
Reactiva Inductiva	- kVARh	0.0463 S/./kvarh	S/ -
Reactiva Capacitiva	14,006.30 kVARh	0.0926 S/./kvarh	S/ 1,296.98
		<b>Sub Total (2):</b>	<b>S/ 16,586.96</b>
<b>Cargos Inafectos a IGV</b>			
Electrificación Rural	95,754.27 KWh	0.0092 S/./kwh	S/ 880.94
FISE (Ley N° 29852)	95,754.27 KWh	0.0185 S/./kwh	S/ 1,771.45
		<b>Sub Total (3):</b>	<b>S/ 2,652.39</b>
<b>Otros Cargos y Recálculos</b>			
<b>Intereses y Moras</b>			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US\$
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US\$
Interes Compensatorio (PEN)		IGV	S/
Interes Moratorio (PEN)		EXE_IGV	S/
<b>III. FACTURAS A PAGAR</b>			
<b>FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):</b>		<b>US\$</b>	<b>6,040.07</b>
<b>FACTURA EN SOLES (INC. IGV):</b>		<b>S/</b>	<b>22,225.00</b>

**HISTORICO DE CONSUMO**

**Factores de Pérdidas Medias**

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0277	1.0450
Energía	1.0154	1.0193	1.0350

Fecha Coincidencia: 15/06/22 19:15

Tipo de Cambio del mes: 3.830

**Indicadores Base**

Index	lo	Jun-22
PPI	213.40	235.30

**Factor Actualización** Jun-22

Potencia	-
Energía HP	1.1027
Energía HFP	1.1027

**Precios ATRIA**

	Base	Agost-22	Sep-22
Potencia	PBAR	5.74	5.57
Energía HP	37.10	40.59	40.91
Energía HFP	37.10	40.59	40.91

3 27 30

**Peajes**

	Agost-22	Sep-22	Pond.
PCSPT	36.844	36.844	36.844
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	2.6309	2.6309	2.6309
Area 15	0.2389	0.2389	0.2389
E. Inductiva	4.770	4.610	4.63
E. Capacitiva	9.540	9.220	9.260

Fuente: Atria Energia, (2020)

#### 4.5. Equipos a instalar como usuarios libres

Hasta ahora nos hemos enfocado en el análisis económico de las tarifas y tipos de usuario de acuerdo al consumo energético que se tiene en la empresa metalmecánica del caso estudio pero este no es el único factor a considerar cuando pensamos hacer un cambio de cliente regulado a cliente libre, porque además de todo el procedimiento legal que hay que hacer con la empresa suministradora y la notificación a la empresa concesionaria actual, se tiene que instalar como usuarios libres un equipamiento que permita proteger el Sistema interconectado nacional de posibles fallas en nuestro sistema particular.

En ese sentido cuando se realizó el contrato con la nueva suministradora de electricidad, se acordó:

- Para la instalación del **Equipo** en el predio del **Cliente**, éste deberá cumplir con brindar a la **Generadora** o al tercero que esta designe, las facilidades necesarias para que ésta pueda cumplir con la instalación de los **Equipos** de manera satisfactoria. Asimismo, el **Cliente** deberá cumplir con enviar toda la información que la **Generadora** requiera sobre el particular.
- Una vez que estén instalados y operativos los **Equipos**, el **Cliente** deberá cumplir con firmar un Acta de Conformidad de Instalación, dejando constancia de la entrega y operatividad de los mismos. El **Cliente** deberá cumplir con firmar la referida Acta de Conformidad el mismo día que se demuestre la operatividad de los **Equipos**.
- Equipos de protección a instalarse según contrato fueron, limitación de potencia y medición 01 Tablero eléctrico de Control y Protección, 01 Relé de protección marca Siemens, Transformadores (03) de corriente tipo bloque, 01 Transformador de corriente toroidal.
- A continuación, se tiene el diagrama unifilar de la subestación con los equipos de protección a instalar por ser cliente libre:

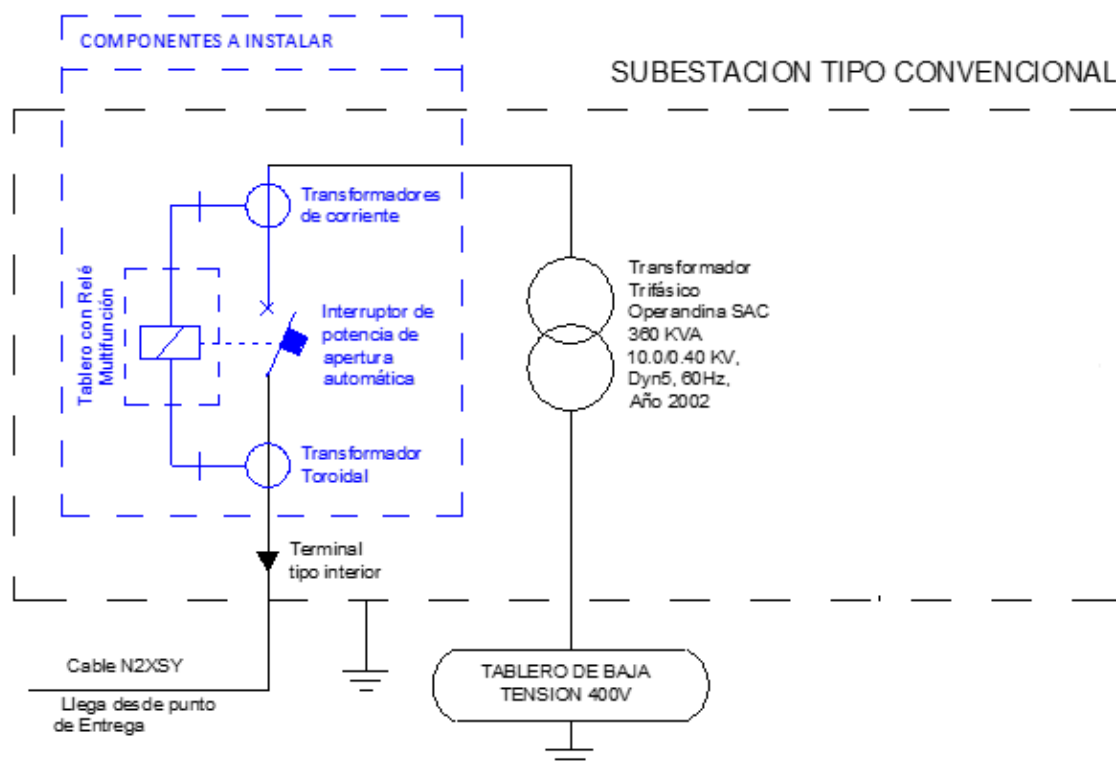


Figura 26 Esquema de los componentes a instalar

**Fuente: Elaboración propia**

La empresa suministradora se compromete a adquirir, instalar y transferir a favor del Cliente, antes de la Fecha de Inicio establecida en el Contrato, los equipos de protección, limitación de potencia y medición siempre y cuando el Cliente no cuente con los mismos, para ello el cliente de la empresa metalmeccanica se compromete un consumo mínimo anual por cada año equivalente a 1,263 MWh, contados desde el 01 de agosto del 2021 hasta el 31 de diciembre del 2024 inclusive. En caso el Cliente no llegue a consumir la energía mínima facturable anual para este período, deberá pagar a la Generadora, inmediatamente después de realizado el cálculo, el resultado de la diferencia de la energía mínima facturable anual. Entonces para asegurarnos el cumplimiento de dicho item del contrato, se realizó una proyección de consumo anual, llegando a valores superiores del contrato.

Además este año ha salido una modificatoria de la resolución RD N°489-2008-OS/CD-OSINERGMIN donde indica, que todos los usuarios libres deben de implementar un esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia, este esquema con el objetivo de mantener la integridad del sistema eléctrico nacional

SEIN, de tal manera de proteger al sistema de alguna sobrecarga o un problema de tensión esta implementación es un requisito obligatorio, ya que se va a desconectar en forma automática las cargas del sistema eléctrico que tengan algún tipo de falla.

Aualmente todos los usuarios libres deben de hacer un informe al comité de operación económica del Sistema interconectado nacional COES sobre los relés y los circuitos seleccionados para el rechazo de carga de acuerdo con el procedimiento y formatos establecidos por el OSINERGMIN, la empresa suministradora facilita tanto la información de estos informes como también la ejecución y la implementación de todos estos equipos a instalar como usuarios libres en algunos casos inclusive estos equipos ya forman parte del contrato puede ser como una especie de alquiler que se tiene durante el tiempo que dure el contrato o puede ser con la venta de estos equipos con montos que van a estar ya dentro de la facturación mensual, que se tengan durante el contrato.

Para garantizar el cumplimiento de lo requerido por la normativa (RD N°489-2008-OS/CD), la empresa suministradora de energía nos ofrece lo siguiente:

- a. Soporte técnico al cliente en la selección de los circuitos adecuados a rechazar en cumplimiento de su cuota asignada de rechazo.
- b. Representación del cliente para la gestión y tramites que se tienen que realizar ante el COES y OSINERGMIN con respecto al proceso de implementación del ERACMF 2023 (Formato F06A y F06C).
- c. El seguimiento de la gestión documentaria ante el COES.
- d. Implementación de un equipo homologado, cumpliendo con la normativa de OSINERGMIN.
- e. La ingeniería, construcción e instalación del sistema ERACMF.
- f. La capacitación al personal que designe el cliente para las acciones a tomar ante un evento de actuación del ERACMF.
- g. La gestión y presentación de los informes al COES durante todo el contrato de energía, cuando suceda un evento de actuación del sistema ERACMF. así como el mantenimiento y actualización anual del esquema de rechazo de carga que incluye las gestiones necesarias ante el COES y el OSINERGMIN.

El trabajo eléctrico a efectuar para cumplir dicha norma, tendría los siguientes materiales eléctricos:

**Tabla 31:** Materiales para la implementación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) RD N°489-2008-OS/CD

<b>Montaje de tablero de ERACMF en subestación eléctrica</b>
Tablero de control.
Borneras de tensión y control.
Interruptor termo magnético Monofásico.
Interruptor termo magnético trifásico.
Transformador monofásico de baja tensión.
Cables secundarios de control.
Lámparas de señalización.
<b>Relé de protección homologado por OSINERGMIN</b>
Suministro del relé de protección marca Siemens [SIPROTEC 7SJ81].
<b>Instalación de Relé</b>
Configuración de la lógica de protección de umbral y derivada según ajustes del COES.
Configuración de 01 etapa para el ERACMF
Ajustes determinados por el estudio para el ERACMF.
Bobina de disparo.
<b>Pruebas y servicio</b>
Pruebas de operación y respuesta de la bobina de disparo suministrada.
Configuración de relé de protección y funciones
Pruebas de operación del relé Siemens [SIPROTEC 7SJ81]

**Fuente:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, (2008)

Es responsabilidad enteramente del cliente solicitar a OSINERGMIN el acceso a su portal para iniciar la gestión documentaria, esta solicitud no puede ser presentada por otro proveedor del servicio.

Las gestiones documentarias ante el OSINERGMIN y COES se realizarán dentro del cronograma establecido, en caso se solicite el servicio fuera del plazo se insistirá con el ente regulador, pero no aseguramos que estas se concreten, por lo tanto, no será responsabilidad del suministrador si no se logra subir los formatos que correspondan.

El circuito escogido para ser rechazado debe tener como punto de seccionamiento y protección un interruptor al que se le pueda acoplar una bobina de disparo, este deberá encontrarse en óptimo estado físico y operativo, si no cuenta con esto, se valorizará un presupuesto adicional por el suministro e instalación de un interruptor que cumpla dichas características.

## CONCLUSIONES

1. En el capítulo 2 se presentó los conceptos básicos y normativos de las tarifas eléctricas vigentes en nuestro país, tanto el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad DECRETO SUPREMO N° 022-2009-EM y la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”.
2. Se ha analizado la opción tarifaria más óptima de un caso estudio planta industrial Metalmecánica, problema tarifario de la empresa se tuvo desde la implementación de la subestación, ya que los costos mensuales disminuyeron poco comparado con el suministro en baja tensión, entonces se inició con las mediciones respectivas desde febrero del 2021, mostrándose a continuación los valores de febrero, marzo, abril, mayo, junio y julio (seis meses) de evaluación de la carga eléctrica, se muestra solo los datos del día de mayor consumo de un mes, se obtuvo los precios actualizados de las tarifas vigentes de la página del Osinergmin para la zona, obteniéndose como resultado el costo para un mismo mes, julio 2021, un costo de S/ 72,666.62 (el costo mayor) para la tarifa BT5A y un costo de S/ 65,862.16 (el costo menor) para la tarifa BT2, en las tarifas de media tensión se obtuvo S/ 47,780.37 (el costo mayor) para la tarifa MT2 y un costo de S/ 45,894.53 (el costo menor) para la tarifa MT3. De esta comparación se concluye que la tarifa más conveniente para el usuario regulado es la MT3, y si la comparamos con la de baja tensión es de casi S/19,967.63 menor que un suministro en baja tensión, por lo que la implementación de la subestación será rentable. Además, el usuario estaba antes del estudio en la tarifa MT2, por lo que al hacer el cambio de tarifa ahorraría S/1,885.84 mensual, para ese consumo. Lo cual también es significativo porque no hará ninguna inversión inicial.
3. Se presento el procedimiento detallado del paso de cliente regulado a libre para lo cual el usuario debe comunicar por un documento al encargado del suministro, juntar una copia al encargado del futuro suministro, con copia a su Suministrador futuro, si se desea cambiar la forma de la condición, se debe realizar con una antigüedad de 1 año. La empresa METALMECANICA-CASO ESTUDIO, ha cumplido con todos los requisitos y documentación respectiva, por lo que cambio de usuario regulado a usuario libre, por el ahorro económico que ello implica.

4. Se presento el análisis de los costos de lo ahorrado con el cambio efectuado de cliente regulado a cliente libre, para el mes de medición julio 2021 considerando los costos propuestos por la suministradora tenemos un costo de cliente libre de S/ 24,454.79 inferior al costo de cliente regulado S/ 45,894.53 para el mismo tiempo de análisis de un mes y con los datos medidos de potencia y energía. así como el costo unitario, que en este caso sería de 37.10 Energía HP y HFP (US\$/MWh). Se concluye que existe un ahorro económico del 46.72%, cambiando de usuario regulado con tarifa MT3 a usuario libre, es por ello que en julio del 2021 se decidió el cambio a usuario libre, se firmaron los documentos respectivos y se le notifico el cambio a la empresa concesionaria ELECTROSUR, de dicho cambio. Este porcentaje de ahorro cambiara de acuerdo al consumo mensual, de ahí que tenemos las facturaciones de cliente libre de agosto y septiembre del 2022. De acuerdo a la factura del mes de agosto del presente se tiene el detalle del consumo y también se tiene un costo total incluido el IGV de 4,658.36 dólares lo cual al cambio (tasa referencial del 3.83) tenemos un monto de 32,033.70 soles esa sería entonces la factura real de cliente libre que tiene ahora la empresa metalmecánica del caso estudio, comparado con la facturación como usuario regulado en la opción tarifaria MT3 que tiene un costo de 50,192.21 soles, entonces estamos observando que hay una diferencia significativa, en porcentaje entonces tendríamos un ahorro del 36.18% y en soles 18,158.51. y del mes de setiembre del presente se tiene el detalle del consumo y también se tiene un costo total incluido el IGV de 6,040.07 dólares lo cual al cambio (tasa referencial del 3.83) tenemos un monto de 45,358.47 soles esa sería entonces la factura real de cliente libre que tiene ahora la empresa metalmecánica del caso estudio, comparado con la facturación como usuario regulado en la opción tarifaria MT3 que tiene un costo de 55,911.79 soles, entonces estamos observando que hay una diferencia significativa, en porcentaje entonces tendríamos un ahorro del 18.87% y en soles 10,553.32.
5. Se presento las opciones Tarifarias vigentes, y Políticas Energéticas, en el marco teórico.

## RECOMENDACIONES

1. El tema tarifario nos permite hacer una reducción de costos con una mínima inversión algunas veces cambiando simplemente el equipo de medida de energía o en otros casos implementando un banco de condensadores para cumplir la potencia reactiva, o en algunos otros casos modificando un poco el proceso productivo para llevar el mayor consumo en horas fuera de punta, estos pequeños cambios que no implican una gran inversión nos van a permitir tener un gran ahorro económico sin la modificación de consumo energético promedio mensual. Por lo tanto, se recomienda realizar un estudio tarifario para todo tipo de empresas, tantas empresas medianas, pequeñas y de Gran potencia para seleccionar la opción tarifaria que les permita un mayor con un ahorro económico mensual.
2. Se recomienda la instalación de un equipo analizador de redes eléctricas o de calidad eléctrica en el tablero general para poder obtener datos más exactos y con ellos hacer propuestas de mejora no solamente en el ámbito de tarifa sino también en la potencia reactiva, armónicos, sobretensiones, etcétera o sobrecargas que pueda tener nuestra planta.
3. Se recomienda realizar los trabajos de mantenimiento de los equipos de protección como usuarios libres e informes en los tiempos adecuados para la presentación a OSINERGMIN, con la supervisión y acompañamiento de la empresa suministradora de clientes libres.
4. Se recomienda también que en el tablero general de la empresa metalmecánica caso estudio se instale un analizador de redes permanente fijo para monitorear el consumo energético y las posibles fallas que hubieran.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, G. (2003). *El sistema tarifario del servicio público de electricidad, una evaluación desde el punto de vista de los usuarios*. Retrieved from <https://www.slideshare.net/JulioVivar/el-sistema-tarifario-del-servicio-pblico-de-electricidad>
- Arias, H. (2013). *Construcción sostenible: Propuesta de una gerencia de sostenibilidad en empresas constructoras enfocadas a edificación*. México DF: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Atria Energia. (2020). *Atria Energia - EMPRESA METALMECANICO - CASO ESTUDIO*. Retrieved from <https://www.aai.com.pe/wp-content/uploads/2021/05/Atria1220.pdf>
- Bendezú. (2010). *Estimación de la demanda residencial de electricidad en Perú. Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Industrial*. Chile: Universidad Chile.
- Bendezú, L. y. (2006). *Análisis econométrico de la demanda de electricidad en hogares peruanos. Documento de Trabajo N° 16,*. Lima, Perú: Osinerming.
- Bonifaz, J. (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia. Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES)*. Lima, Perú: Universidad del Pacífico.
- Carabajal, M., Dammert, A., & Molinelli, F. (2011). *Fundamentos, Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima, Perú: Grapex Perú S.R.L.
- Castellanos, R. (2014). *Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia*. Mexico DF: Ingeniería Investigación y Tecnología.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). (2015). *Generación Hidroeléctrica, Termoeléctrica y Solar*. Retrieved from <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/estadistica/EstadisticaMensual.aspx>
- Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad [CARELEC]. (2006). *Objetivos Estratégicos Generales*. Retrieved from <http://www.carelec.gob.pe/Carelec/pagconten.aspx?codmenu=19&tipomenu=1&codconten=23&cola=8&colb=&colc=>
- Cuatrecasas, L. (2010). *Gestión Integral de la Calidad*. Lima, Perú: Profit editorial.

- Dammert, A., & García, R. y. (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Dammert, L., & Gallardo, J. y. (2004). *La problemática de la supervisión de la calidad del servicio eléctrico. Documento de Trabajo N° 6*. Lima, Perú: Osinergmin.
- Defilippi, E., Paredes, C., & Vera, R. (2013). *Mercado eléctrico en el Perú: Balance de corto plazo y agenda pendiente*. Lima, Perú: [Tesis para optar el título profesional de ingeniero mecánico].
- Diario Oficial El Peruano. (1992). *Decreto Ley N° 25844 (noviembre 1992). Ley de Concesiones Eléctricas, principal norma que rige las actividades y negocios del sector eléctrico: generación, transmisión y distribución*. Retrieved from [https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY\\_CONCESIONES\\_ELECTRICAS.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf)
- Electro Sur. (2022). *Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad*. Retrieved from <https://www.else.com.pe/>
- Empresa Metalmeccanica. (2020). *Acuerdo Privado con Empresa METALMECANICA-Caso estudio*. Retrieved from <https://ememsa.com/>
- Equilibrium. (2013). *Análisis del Sector Eléctrico Peruano*. Lima, Perú: UNMS.
- Espinoza, L. (2005). *La industria del gas natural. Presentación realizada en IV Curso de Extensión Universitaria*. Lima, Perú: Osinergmin.
- Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC. (2011). *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*. USA: IPCC.
- International Energy Agency, IEA. (2015). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015*. Retrieved from [https://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo15/pdf/electricity\\_generation\\_2015.pdf](https://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo15/pdf/electricity_generation_2015.pdf)
- López, A. (2016). *Comercialización eléctrica. Materiales de Clase, XIV Curso de Extensión Universitaria*. Lima, Perú: Osinergmin.
- Mamani Ramos, J. C. (2017). *Ahorro de los Costos de Energía Eléctrica en una Industria Empleando la Modalidad de Opción Tarifaria Eficiente*. [Tesis para optar el título profesional de ingeniero mecánico electricista].

- Mamani, R. (2005). *Demanda residencial desagregada de electricidad en el departamento de Puno. Tesis para optar el grado Magíster en Economía*. Lima, Perú: PUCP.
- Mendoza, P. (2018). *Capítulo II. Descripción del negocio Luz del Sur*. Retrieved from <https://www.clubensayos.com/Negocios/Cap%C3%ADtulo-II-Descripci%C3%B3n-del-negocio-Luz-del-Sur/4391815.html>
- Minas, M. d. (2010). *Perú Sector Eléctrico*. Lima, Perú: MINEM.
- Ministerio de educación. (2015). *Decreto Legislativo N° 1224. Dispone la promoción de la inversión privada mediante asociaciones público privadas y proyectos en activos*. Retrieved from <http://www.minedu.gob.pe/p/pdf/3-dl-1224.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (1992). *Ley N°25962 Ley Orgánica del Sector Energía y Minas*.  
<https://doi.org/https://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/DecretosLegislativos/00040.pdf>
- Ministerio de energía y minas. (2006). *Ley N° 28876. Establece la recuperación anticipada del impuesto general a las ventas de electricidad en empresas que utilizan recursos hidráulicos y energías renovables*. Retrieved from <https://docs.peru.justia.com/federales/leyes/28876-aug-14-2006.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2010). *Perú Sector Eléctrico*. Lima, Perú: MINEM.
- Ministerio de energía y minas. (2010). *Resolución Ministerial N° 523-2010-MEM-DM (diciembre 2010). Sistemas fotovoltaicos para los usuarios de sistemas eléctricos rurales aislados*. Retrieved from <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/normatividad/rm%20523-2010-MEM-DM.pdf>
- Ministerio de energía y minas. (2011). *Guía de Orientación para La Selección de La Tarifa Eléctrica para Usuarios en Media Tensión*. Retrieved from <https://vsip.info/guia-de-orientacion-para-la-seleccion-de-la-tarifa-electrica-para-usuarios-en-media-tension-pdf-free.html>
- Ministerio de Energía y Minas. (2013). *Anuario Ejecutivo de Electricidad*. Lima, Perú: Ministerio de Energía y Minas MINEM.
- Ministerio de energía y minas MINEM. (2016). *Ley N° 27510 "Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica" FOSE*. Lima, Perú: Ministerio de Energía y Minas.

- Ministerio de justicia. (2008). *Decreto Legislativo N° 1002 - Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables*. Retrieved from <https://www.ecolex.org/es/details/legislation/decreto-legislativo-no-1002-promocion-de-la-inversion-para-la-generacion-de-electricidad-con-el-uso-de-energias-renovables-lex-faoc085556/#:~:text=El%20presente%20Decreto%20Legislativo%20tiene,en%20la%20produc>
- Ministerio de justicia. (2008). *Decreto Legislativo N° 1041 - Modifica el Marco Normativo Eléctrico*. Retrieved from <https://www.ecolex.org/es/details/legislation/decreto-legislativo-no-1041-modifica-el-marco-normativo-electrico-lex-faoc085706/#:~:text=Decreto%20Legislativo%20N%C2%BA%201041%20%2D%20Modifica%20el%20Marco%20Normativo%20El%C3%A9ctrico,-Pa%C3%ADs%2FTerrito>
- Ministerio de justicia. (2008). *Decreto Legislativo N° 1058 - Promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables*. Retrieved from <https://leap.unep.org/countries/pe/national-legislation/decreto-legislativo-no-1058-promueve-la-inversion-en-la-actividad#:~:text=El%20presente%20Decreto%20Legislativo%20promueve,geot%C3%A9rmico%2C%20la%20biomasa%20o%20la>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2006). *LEY N° 28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica*. Retrieved from [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley%20N%C2%B0%2028832%20-%20LASE.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley%20N%C2%B0%2028832%20-%20LASE.pdf)
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2007). *Decreto Supremo N° 027-2007-EM (mayo 2007) y DS N°010-2010-EM (febrero 2010). Normas que promueven la inversión en transmisión*. Retrieved from [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto%20Supremo%20N%C2%B0%20027-2007-EM%20-%20Reglamento%20de%20Transmisi%C3%B3n.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto%20Supremo%20N%C2%B0%20027-2007-EM%20-%20Reglamento%20de%20Transmisi%C3%B3n.pdf)
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2008). *Resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversion en energia y mineria osinergmin NO 489-2008-OS/CD*. Retrieved from

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBúsqueda/OSINERGMIN-489-2008-OS-CD.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBúsqueda/OSINERGMIN-489-2008-OS-CD.pdf)

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2009). *Decreto Supremo N° 022-2009-EM*. Retrieved from [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBúsqueda/Decreto%20Supremo%20N%C2%B0%20022-2009-EM%20-%20Reglamento%20de%20Usuarios%20Libres%20de%20Electricidad.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBúsqueda/Decreto%20Supremo%20N%C2%B0%20022-2009-EM%20-%20Reglamento%20de%20Usuarios%20Libres%20de%20Electricidad.pdf)

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2009). *Resolución Ministerial N° 175-2009/MEM-DM. Aprueba el factor de descuento que beneficia a proyectos hidroeléctricos para la oferta económica de licitaciones de suministro*. Retrieved from <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2009/Informe-No.0576-2009-GART.pdf>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú*. Retrieved from <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/607055/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2018). *Situación actual y Perspectivas de los Contratos en el Mercado Libre*. Retrieved from <https://www.slideshare.net/AlainKevinSilvaJuica/situacin-actual-y-perspectivas-de-los-contratos-en-el-mercado-libre>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Organismo. (2014). *Mercados de capacidad y confiabilidad en el sector eléctrico: aspectos conceptuales y experiencias internacionales. Documento de Trabajo N°32*. Lima, Perú: MINEM.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN. (2016). *Mercado Libre de Electricidad. Gerencia de Regulación de Tarifas. División de Generación y Transmisión Eléctrica*. Lima, Perú: Ministerio de energía y minas MINEM.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin. (2016). *Supervisión de contratos de proyectos de generación de transmisión de energía eléctrica en construcción. División de Supervisión de electricidad*. Lima, Perú: Ministerio de energía y minas MINEM.

Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico, OCDE. (2014). *Best practices principles for regulation policy The Governance of Regulators*. Retrieved from [http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oecd/governance/the-governance-of-regulators\\_9789264209015-en#page3](http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oecd/governance/the-governance-of-regulators_9789264209015-en#page3)

Timoteo, P. (2013). *Situación Energética en el Perú*. Lima, Perú: Revista PUCP.

