



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROYECTO DE GRADUACIÓN**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA TARIFA POR BLOQUE HORARIO EN EL SECTOR  
RESIDENCIAL, COMERCIAL, E INDUSTRIAL EN CORTÉS, HONDURAS**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO**

**INGENIERO EN ENERGÍA**

**PRESENTADO POR:**

**21641236 FEBE DAPHNE GARCÍA TORRES**

**21641017 GRETTA REGINA ESCOBAR PINEDA**

**ASESOR: PHD. HÉCTOR VILLATORO**

**CAMPUS SAN PEDRO SULA; OCTUBRE, 2020**

## **DEDICATORIA**

Este trabajo se lo dedico a mis padres, Omar García y Gladis Torres, y a mi hermana Danae. Gracias por sus esfuerzos que no conocen límites y que me han traído hasta donde estoy ahora; sin ustedes, este logro no sería posible.

### **Febe**

Esta obra se la dedico a mis padres, Regina Pineda y Manuel Escobar, a mi hermana Monserrat y a mi abuela Josefina. Gracias por su amor y apoyo incondicional. Esto es para ustedes y por ustedes.

### **Gretta**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos primeramente a Dios que nos ha dado la oportunidad de realizar este proyecto y de culminar nuestros estudios universitarios con éxito. A nuestras familias, por su apoyo incondicional no solo en el desarrollo de este proyecto sino también a lo largo de nuestras vidas.

Al Ing. Héctor Villatoro, por su ayuda y tiempo dedicado al desarrollo de esta investigación.

A la Ing. Vielka Barahona, por brindarnos siempre su apoyo y orientación a lo largo de nuestro tiempo en la universidad.

Al Ing. Franklin Reyes, por su disposición al compartir sus conocimientos para la realización de esta investigación.

A todos nuestros catedráticos, por impartirnos los conocimientos necesarios para nuestro desenvolvimiento profesional.

Al Ing. Luis Cohello, Director de Operaciones de INVEMA, por su disposición a colaborar y formar parte de esta investigación.

*Si no estás dispuesto a errar nunca podrás convertirte en un maestro.*

*Jordan Peterson*

## RESUMEN EJECUTIVO

La implementación de una tarifa por bloque horario en Honduras es una nueva etapa, consecuencia de la modernización del subsector eléctrico. Sin duda alguna, es importante conocer cuáles serían los beneficios de optar por una facturación con una tarifa por bloque horario. Mediante esta investigación se ha determinado cuáles serían las repercusiones económicas con una tarifa por bloque horario para el sector residencial, comercial, e industrial respecto a una tarifa fija por medio del cálculo y comparación de facturas, determinando así, cuál es más conveniente para el consumidor. Se utilizaron datos de consumo de energía eléctrica de dos diferentes circuitos para cada sector de consumo. Estos datos fueron procesados para conocer el consumo mensual de los diferentes sectores. Adicionalmente se han realizado gráficas de perfiles de carga eléctrica para distinguir modelos de consumo típicos para cada día de la semana. Los precios de la energía para una tarifa por bloque horario se han obtenido haciendo una extrapolación de los precios establecidos en el pliego tarifario del 2016 para cada una de las categorías tarifarias. En cuanto a los cargos por comercialización dependiendo de la categoría tarifaria se han empleado los cargos establecidos por la CREE para el año 2020. Por otro lado, para el cargo por regulación se ha utilizado el 0.25% del subtotal de la factura eléctrica. Los resultados han demostrado que la implementación de una tarifa por bloque horario representaría un ahorro promedio para el sector residencial del 28.635% y para el sector industrial del 5.405%. Por otro lado, en el sector comercial se ha identificado un incremento promedio del 0.38%. Esta investigación pretende ser una referencia para dar a conocer a los consumidores de cada sector el incremento o el ahorro que tendrían en sus facturas con la tarifa por bloque horario.

**Palabras clave:** tarifa por bloque horario, sector residencial, sector comercial, sector industrial, perfiles de carga eléctrica, categorías tarifarias,

## **ABSTRACT**

The implementation of a time of use tariff in Honduras is a new stage, resulting from the modernization of the electricity subsector. Without a doubt, it is important to know what the benefits of opting for a time of use tariff would be. Through this investigation the economic repercussions of a time of use tariff have been determined for the residential, commercial, and industrial sector compared to a fixed tariff through the calculation and comparison of bills, establishing in this way, which tariff is more convenient for the consumer. The energy consumption data was obtained from two different circuits for each consumption sector. These data were processed to know the monthly consumptions of the different sectors. Additionally, electric load profile graphs have been elaborated to distinguish typical consumption models for each day of the week. The electricity prices for a time of use tariff were obtained by extrapolating the prices established in the 2016 tariff schedule for each of the tariff categories. As for the commercialization charges depending on the tariff category, the charges established by the CREE for the year 2020 have been used. On the other hand, for the regulation charge, 0.25% of the subtotal of the electricity bill has been used. The results have shown that the implementation of a time of use tariff would represent an average saving for the residential sector of 28.635% and for the industrial sector of 5.405%. On the other hand, in the commercial sector an average increase of 0.38% has been identified. This investigation aims to be used as a reference to the consumers of each sector to know the increase or saving they would have on their bills with a time of use tariff.

**Keywords:** time of use (TOU) tariff, residential sector, commercial sector, industrial sector, electric load profiles, tariff categories

## ÍNDICE DE CONTENIDO

I.	Introducción.....	1
II.	Planteamiento del Problema.....	3
2.1.	Precedentes del Problema.....	3
2.2.	Definición del Problema.....	4
2.3.	Justificación.....	4
2.4.	Preguntas de Investigación.....	5
2.5.	Objetivos.....	6
2.5.1.	Objetivo General.....	6
2.5.2.	Objetivos Específicos.....	6
III.	Marco Teórico.....	7
3.1.	Costos de la energía eléctrica.....	7
3.2.	Precios y cargos regulados.....	7
3.2.1.	Generación Distribuida.....	9
3.3.	Principios básicos para el diseño de precios y cargos.....	10
3.4.	Tarifa eléctrica.....	12
3.5.	Tarifa fija.....	12
3.5.1.	Ventajas de una tarifa fija.....	13
3.5.2.	Efectos negativos de una tarifa fija.....	13
3.6.	Gestión del lado de la demanda.....	14
3.6.1.	Tipos de Demand Response.....	16
3.6.2.	Tarifas Dinámicas.....	18
3.7.	Smart Grid y Medidores Inteligentes.....	21

3.8.	Situación actual de Honduras .....	26
3.8.1.	Estructura organizativa del subsector eléctrico en Honduras .....	27
3.8.2.	Funciones de la CREE .....	28
3.8.3.	Situación económica y financiera .....	29
3.8.4.	Marco legal y reglamentario actual .....	31
3.8.5.	Reglamento para el cálculo de Tarifas Provisionales y Reglamento de Tarifas .....	35
3.8.6.	Categorías Tarifarias .....	37
3.8.7.	Sistema de transmisión y distribución de Honduras .....	39
IV.	Metodología.....	42
4.1.	Enfoque .....	42
4.2.	Variables de Investigación.....	43
4.2.1.	Variables Independientes .....	43
4.2.2.	Variables Dependientes .....	43
4.3.	Técnicas e Instrumentos Aplicados.....	45
4.3.1.	Instrumentos .....	45
4.4.	Materiales .....	45
4.5.	Población y muestra .....	46
4.6.	Metodología de estudio.....	51
4.6.1.	Obtención de los precios de una tarifa por bloque horario para el año 2020 .....	51
4.6.2.	Cálculo de la factura con tarifa por bloque horario .....	53
4.6.3.	Cálculo de la factura con tarifa fija .....	54
4.6.4.	Comparación de ambas tarifas.....	55
4.7.	Cronograma de actividades.....	57



V.	Resultados y Análisis.....	58
5.1.	Precios por bloque horario para las distintas categorías tarifarias.....	58
5.1.1.	Residencial .....	58
5.1.2.	Baja Tensión.....	60
5.1.3.	Media Tensión .....	62
5.1.4.	Alta Tensión .....	64
5.2.	Comparación y evaluación del consumo aplicando ambas tarifas eléctricas.....	66
5.2.1.	Sector Residencial .....	67
5.2.2.	Sector Comercial.....	69
5.2.3.	Sector Industrial .....	72
5.3.	Limitaciones .....	75
VI.	Conclusiones .....	76
VII.	Recomendaciones.....	78
VIII.	Evolución de trabajo actual .....	79
IX.	Bibliografía.....	80
X.	Anexos.....	86

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1- Ley de oferta y demanda.....	8
Ilustración 2-Elementos del sistema de precios y cargos.....	11
Ilustración 3-División de Gestión del lado de la demanda.....	16
Ilustración 4-Tipo de riesgo por tarifa.....	20
Ilustración 5-Proceso de comunicación de los medidores inteligentes.....	23
Ilustración 6-Organigrama de la Estructura del subsector eléctrico.....	27
Ilustración 7-Esquema metodológico del proyecto.....	42
Ilustración 8-Variables intermediarias que afectan las facturas con tarifa por bloque horario.....	44
Ilustración 9-Variables que componen la factura con tarifa fija.....	45
Ilustración 10-Ubicación del circuito LOS ALAMOS BER-L248.....	47
Ilustración 11- Ubicación del circuito MONTERREY CHM-L216.....	47
Ilustración 12- Ubicación del circuito EXTRACTORES FUENTES BER-L248.....	48
Ilustración 13- Ubicación del circuito LA ISLA TSZ-L224.....	48
Ilustración 14-Ubicación de INVEMA.....	49
Ilustración 15-Ubicación del circuito LVI-22L28.....	49
Ilustración 16-Metodología de estudio.....	51
Ilustración 17-Precios de la tarifa por bloque horario un día laborable para residencial con respecto al mes de junio.....	59
Ilustración 18-Precios de la tarifa por bloque horario un sábado para residencial con respecto al mes de junio.....	59
Ilustración 19-Precios de la tarifa por bloque horario un domingo o feriado para residencial con respecto al mes de junio.....	60

Ilustración 20-Precios de la tarifa por bloque horario un día laborable para baja tensión con respecto a junio.....	60
Ilustración 21-Precios de la tarifa por bloque horario un sábado para baja tensión con respecto a junio. ....	61
Ilustración 22- Precios de la tarifa por bloque horario un domingo o feriado para baja tensión con respecto a junio.....	61
Ilustración 23- Precios de la tarifa por bloque horario un día laborable para media tensión con respecto a junio.....	62
Ilustración 24-Precios de la tarifa por bloque horario un sábado para media tensión con respecto a junio.....	63
Ilustración 25- Precios de la tarifa por bloque horario un domingo o feriado para media tensión con respecto a junio.....	63
Ilustración 26- Precios de la tarifa por bloque horario un día laborable para alta tensión con respecto a junio.....	64
Ilustración 27- Precios de la tarifa por bloque horario un sábado para alta tensión con respecto a junio. ....	65
Ilustración 28-Precios de la tarifa por bloque horario un domingo o laborable para alta tensión con respecto a junio.....	65
Ilustración 29- Curva típica de consumo de los circuitos del sector residencial para un día laborable.....	68
Ilustración 30- Montos de las facturas para el sector residencial. ....	69
Ilustración 31- Curva típica de consumo de los circuitos del sector comercial para un día laborable. ....	70
Ilustración 32-Montos de las facturas para el sector comercial.....	71
Ilustración 33- Curva típica de consumo de los circuitos del sector industrial para un día laborable. ....	72

Ilustración 34- Montos de las facturas para el sector industrial. .... 73

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1- Tipos de tarifas dinámicas.....	19
Tabla 2- Red eléctrica tradicional vs. Smart Grid.....	21
Tabla 3-Posicionamiento de países centroamericanos en el EAPI.....	29
Tabla 4- Leyes y Reglamentos que respaldan la tarifa por bloque horario.....	33
Tabla 5-Bloques horarios del Reglamento de Tarifas.....	36
Tabla 6-Bloques horarios del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales.....	36
Tabla 7-Categorías Tarifarias.....	38
Tabla 8- Circuitos utilizados como muestra.....	46
Tabla 9- Circuitos por categoría tarifaria.....	50
Tabla 10: Cargo fijo por categoría de consumo.....	54
Tabla 11: Cronograma de Actividades.....	57
Tabla 12- Precios utilizados para las facturas del sector residencial.....	58
Tabla 13- Precios utilizados para las facturas del sector comercial e industrial.....	62
Tabla 14- Resultados de las facturas con ambas tarifas.....	66
Tabla 15- Precios de la tarifa por bloque horario para cada sector.....	76

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1- Cálculo de nueva tarifa en punta. ....	52
Ecuación 2- Cálculo de nueva tarifa en intermedio. ....	52
Ecuación 3- Cálculo de nueva tarifa en valle. ....	52
Ecuación 4 – Energía Consumida. ....	53
Ecuación 5- Diferencia entre ambas tarifas.....	55
Ecuación 6- Promedio de los porcentajes de diferencia.....	55
Ecuación 7- Monto promedio de las diferencias. ....	56

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1- Pliego tarifario provisional 2016.....	86
Anexo 2- Histórico de tarifas de demanda para el 2020.....	90
Anexo 3-Histórico de tarifas de energía eléctrica para el 2020.....	90
Anexo 4- Pliego tarifario julio-septiembre 2020.....	91
Anexo 5- Factura con tarifa por bloque horario para ALAMOS BER-L248.....	92
Anexo 6- Factura con tarifa fija para ALAMOS BER-L248.....	93
Anexo 7-Factura con tarifa por bloque horario para MONTERREY CHM-L216.....	94
Anexo 8-Factura con tarifa fija para MONTERREY CHM-L216.....	95
Anexo 9-Factura con tarifa por bloque horario para EXTRACTORES_FUENTES BER-L248.....	96
Anexo 10-Factura con tarifa fija para EXTRACTORES_FUENTES BER-L248.....	97
Anexo 11- Factura con tarifa por bloque horario para LA ISLA TSZ-L224.....	98
Anexo 12-Factura con tarifa fija para LA ISLA TSZ-L224.....	99
Anexo 13- Factura con tarifa por bloque horario para LVI-22L28.....	100
Anexo 14- Factura con tarifa fija para LVI-22L28.....	101
Anexo 15- Factura con tarifa por bloque horario para INVEMA.....	102
Anexo 16- Factura con tarifa fija para INVEMA.....	103
Anexo 17- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un lunes.....	104
Anexo 18- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un martes....	104
Anexo 19- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un miércoles .....	105
Anexo 20- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un jueves.....	105
Anexo 21- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un viernes....	106

Anexo 22- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un sábado ...	106
Anexo 23- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un domingo	107
Anexo 24- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un lunes .....	107
Anexo 25- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un martes .....	108
Anexo 26- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un miércoles .....	108
Anexo 27- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un jueves .....	109
Anexo 28- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un viernes .....	109
Anexo 29- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un sábado .....	110
Anexo 30- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un domingo .....	110
Anexo 31- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un lunes.....	111
Anexo 32- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un martes.....	111
Anexo 33- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un miércoles.....	112
Anexo 34- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un jueves.....	112
Anexo 35- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un viernes.....	113



Anexo 36- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un sábado.....	113
Anexo 37- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un domingo.....	114
Anexo 38- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un lunes .....	114
Anexo 39- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un martes .....	115
Anexo 40- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un miércoles...	115
Anexo 41- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un jueves .....	116
Anexo 42- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un viernes.....	116
Anexo 43- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un sábado .....	117
Anexo 44- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un domingo.....	117
Anexo 45- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un lunes.....	118
Anexo 46- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un martes .....	118
Anexo 47- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un miércoles.....	119
Anexo 48- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un jueves.....	119
Anexo 49- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un viernes.....	120
Anexo 50- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un sábado .....	120
Anexo 51- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un domingo.....	121
Anexo 52- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un lunes .....	121
Anexo 53- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un martes .....	122
Anexo 54- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un miércoles.....	122
Anexo 55- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un jueves .....	123
Anexo 56- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un viernes.....	123
Anexo 57- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un sábado .....	124

Anexo 58- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un domingo .....	124
Anexo 59-Permiso para utilización de datos de INVEMA. ....	125
Anexo 60-Solicitud de parte de la ENEE para obtención de datos.....	125

## LISTA DE SIGLAS Y GLOSARIO

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

DSM: Gestión del lado de la Demanda (Demand-Side Management)

EEH: Empresa Energía Honduras

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica

kW: Kilovatio

kWh: Kilovatio-hora

LGIE: Ley General de la Industria Eléctrica

ODS: Operador del Sistema

Categoría tarifaria: se refiere a los distintos tipos de consumo y usuarios que sule una empresa distribuidora, sirve para reflejar una diferenciación de los costos regulados.

Centrales de pico: centrales que operan por periodos cortos de demanda máxima y que tienen un alto costo de operación debido a su arranque rápido.

Circuitos: conjunto de cargas que demandan energía eléctrica y potencia.

Consumidor Calificado: todos aquellos consumidores cuya demanda sobrepase la fijada por la CREE. Estos son capaces de comprar energía y potencia directamente con otros agentes del mercado a precios libremente pactados.

Consumidores: todo aquel que demanda energía o potencia de la red eléctrica y paga por este servicio.

Eficiencia energética: reducción de la energía requerida para llevar a cabo una tarea o producir un bien o servicio mediante inversiones en tecnología.

Intermedio: horas del día en que la demanda se encuentra en un rango menor que en punta, pero mayor que en valle.

Perfil de carga: colección de datos de potencia en función del tiempo para un periodo determinado.

Pliego tarifario: conjunto de precios para la energía eléctrica, potencia y otros servicios para un periodo determinado.

Punta: horas del día en que la demanda se aproxima a la demanda máxima.

Reglamento de Tarifas: reglamento elaborado por la CREE que contiene la metodología y los aspectos y procedimientos necesarios para el cálculo tarifario en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica.

Sector de consumo: se refiere a la clasificación de los consumos dependiendo de su uso final y se divide en residencial, comercial e industrial.

Tarifa: precio a pagar por la energía eléctrica y potencia.

Tarifa por bloque horario: precio a pagar por la energía eléctrica que varía dependiendo si es periodo punta, intermedio o valle.

Valle: horas del día en que la demanda es mínima.

## I. INTRODUCCIÓN

Con el fin de modernizar aún más el subsector eléctrico y ayudar a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a recuperar todos los costos de suplir la energía eléctrica a los consumidores, se ha instaurado la tarifa por bloque horario por medio del Reglamento de Tarifas. Esta tarifa consiste en establecer distintos precios para la energía eléctrica dependiendo de la hora del día para reflejar de manera más puntual los costos de la electricidad. Sin embargo, todavía no se ha implementado esta tarifa en el país.

En Honduras se desconoce el impacto económico que se tendría en los sectores de consumo con una tarifa como esta. Al conocer este impacto se puede determinar si la tarifa por bloque horario es o no, más asequible que la actual tarifa fija desde la perspectiva del consumidor. Por ende, esta investigación tiene el objetivo de determinar las repercusiones económicas de la implementación de una tarifa eléctrica por bloque horario y compararlas con las de una tarifa eléctrica fija para dar a conocer cuál es más conveniente desde el punto de vista del consumidor.

En primer lugar, se realizará un procesamiento de perfiles de carga de los municipios de Choloma, Puerto Cortés y San Pedro Sula. En segundo lugar, se determinarán los precios de la energía en los distintos bloques horarios. Seguidamente se calcularán los montos de las facturas tanto con tarifa por bloque horario como con tarifa fija. Finalmente se hará una comparación y evaluación de los resultados para determinar cuál tarifa es más conveniente para los consumidores de cada sector.

Esta investigación se lleva a cabo para que los consumidores de cada sector puedan saber si tendrán un ahorro o incremento al momento de implementar la tarifa por bloque horario. Esto sin que cambien sus patrones de consumo eléctrico. A la vez, esta investigación pretende poder crear una perspectiva a tomar en cuenta al momento de empezar a implementar esta tarifa, la perspectiva de los consumidores. Ya que, si esta tarifa no les beneficia en lo absoluto, muy difícilmente será aceptada por estos.

Algunos trabajos similares a este son los siguientes. García, (2017) realizó un análisis de precios de la electricidad para nueve países (dentro de los cuales estaba Honduras) haciendo uso de la

tarifa por bloque horario y la curva de carga típica costarricense. Por otro lado, Figueiró et al., (2013) demostraron los probables consumos que se tendrían en el sector residencial brasileño con la aplicación de una tarifa por bloque horario utilizando el método de Monte Carlo. Cousins, (2009) realizó una investigación en la que expone la forma correcta de aprovechar la tarifa por bloque horario en el sector residencial, comercial, e industrial.

Esta investigación está conformada por cuatro partes principales. La primera siendo el planteamiento del problema donde se define el problema y su relevancia, además se plantearán los objetivos y las preguntas de investigación que se pretenden contestar. La segunda parte es el marco teórico donde se discutirán los aspectos y el contexto que rodea la aplicación de la tarifa por bloque horario en Honduras. En la tercera parte se define la metodología utilizada para abordar esta investigación y en la cuarta parte se encuentran los resultados y el análisis de estos junto con las limitaciones que se tuvieron. Al final de este documento se encuentran las recomendaciones y la forma en la que esta investigación podría evolucionar.

## **II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En este capítulo se expondrá el problema de investigación que se quiere resolver. Se demostrarán cuáles son los precedentes de dicho problema y las razones por las cuales habría que resolverlo. Asimismo, se presentarán las preguntas de investigación y los objetivos.

### **2.1. PRECEDENTES DEL PROBLEMA**

En el 2014 se aprobó la Ley General de la Industria Eléctrica con el objetivo de modernizar el subsector eléctrico. En esta se dispone la aplicación de tarifas que reflejen los costos reales de generación, transmisión y distribución.

En este mismo sentido, la ENEE enfrenta un severo problema financiero, asimismo las grandes pérdidas en la distribución de la energía eléctrica le dificultan más hacerles frente a sus obligaciones de pago, así como satisfacer a los consumidores. La seriedad de este problema se ha acumulado a lo largo de varias administraciones, y las diversas iniciativas para llevar una solución duradera a la empresa eléctrica no han sido efectivas (Digital E. P., 2019). La deuda de la ENEE cerró en el 2019 en L. 9,347.7 millones de mora con los generadores. Según un informe financiero proporcionado por la ENEE el mayor porcentaje de la deuda corresponde a los generadores renovables por el monto de L. 7,235.8 millones. Los empresarios de los generadores térmicos de igual forma esperan les liquiden L. 1,756.5 millones y de igual forma la compra de energía externa suma una mora de L. 355.4 millones. (Rodríguez L. , 2020)

Debido a todas estas razones, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) recomienda a la empresa estatal aplicar una tarifa por bloque horario, es decir, cobrar distintos precios (del kWh) en diferentes momentos del día. La ENEE actualmente aplica una tarifa fija para las horas de la mañana, tarde y noche; pero en la tarifa por bloque horario se atribuirá un costo diferenciado que dependerá de la manera en que se lleva a cabo la generación de energía (Rodríguez D. , 2020). Ya se cuenta con un marco legal que regula este tipo de tarifa. Sin embargo, todavía no se ha comenzado su aplicación debido a múltiples razones. Algunas de estas son que aún hay zonas en las que no se han instalado medidores inteligentes especialmente en el sector residencial (Estrada,

2020), la falta de socialización de esta tarifa y la falta de disposición tanto de la ENEE como de la EEH a la implementación de esta.

## **2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

La situación actual del subsector eléctrico ha llamado la atención de muchos agentes en el sector energético, así como en el país en general, a incitar a la ENEE a la aplicación de tarifas que ayuden a recuperar todos los costos de suplir energía eléctrica a los consumidores; en otras palabras, una tarifa por bloque horario (Rodríguez, 2020) (ZV, 2020). Debido a que actualmente se desconoce el impacto económico que tendría esta tarifa en los sectores de consumo y que Honduras se encuentra cerca de un punto en el que no podrá eludir la aplicación de esta tarifa; se desea hacer una evaluación económica desde la perspectiva del consumidor en el sector residencial, comercial, e industrial en el departamento de Cortés, Honduras. Con esto se podrá determinar si a los consumidores les conviene más una factura con tarifa por bloque horario o con la tarifa fija que se ha venido aplicando.

## **2.3. JUSTIFICACIÓN**

La aplicación de una tarifa por bloque horario es cuestión de tiempo, debido a que ya se cuenta con un marco legal que posibilita esta tarifa. Esto sumado a la presión para la modernización del subsector eléctrico actual, la elaboración de un reglamento para dicha tarifa y la delicada situación financiera de la ENEE favorecen aún más la pronta implementación de la tarifa por bloque horario. Si bien es cierto esto, se desconoce por completo el impacto económico que tendría el sector residencial, comercial, e industrial en Honduras; no solo por la inexperiencia de la región en la aplicación de este tipo de tarifa sino también por la falta de investigaciones de esta índole para el país.

El fin de esta investigación es ayudar a los consumidores de cada sector a saber qué tipo de resultado esperar en su factura (ahorro o incremento) sin que cambien su consumo eléctrico al momento de implementarse la tarifa por bloque horario.

A parte de lo mencionado anteriormente, esta investigación también pretende poder crear una perspectiva a tomar en cuenta al momento de empezar a implementar esta tarifa, la perspectiva



de los consumidores. Al conocer los resultados que se obtendrán de la aplicación de una tarifa que varía en el tiempo para cada uno de los sectores, se puede inferir el grado de aceptación de los consumidores hacia esta. Esto es importante ya que una de las claves para una implementación exitosa de nuevas tarifas eléctricas radica en la aceptación de esta por parte de los consumidores finales.

Además, esta investigación servirá para familiarizarnos con este tipo de tarifa y brindará una línea base para investigaciones futuras con distintas variables o contextos en el país. Esta investigación también da a conocer el consumo típico promedio de cada uno de los sectores facilitando cualquier estudio a futuro que haga uso de estos.

#### **2.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN**

1. ¿Cuáles serían los modelos de perfiles carga para el consumo del sector residencial, comercial, e industrial para los días de semana, sábados y domingos?
2. ¿Qué precio de energía eléctrica tendría cada bloque horario para cada uno de los sectores?
3. ¿Cuál sería el monto de la factura eléctrica para determinado consumo aplicando una tarifa fija?
4. ¿Cuál sería el monto de la factura eléctrica para determinado consumo aplicando una tarifa por bloque horario?
5. ¿Cuál tarifa es más asequible desde la perspectiva del consumidor, por bloque horario o fija?

## **2.5. OBJETIVOS**

### 2.5.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar las repercusiones económicas de la implementación de una tarifa eléctrica por bloque horario en el sector residencial, comercial, e industrial en el departamento de Cortés y compararlas con las de una tarifa eléctrica fija para dar a conocer cuál es más conveniente desde el punto de vista del consumidor.

### 2.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Procesar los perfiles de carga obteniendo así modelos aproximados típicos de consumo en días de semana, sábados, y domingos para cada sector.
- Determinar los precios de la energía en los distintos bloques horarios para cada sector en los días de semana, sábados y domingos.
- Calcular el monto de cuánto hubiese sido la factura eléctrica para los determinados consumos con una tarifa fija.
- Calcular el monto de cuánto sería la factura eléctrica para los determinados consumos con una tarifa por bloque horario.
- Comparar los resultados de las tarifas de energía eléctrica para cada uno de los consumos y los resultados de las facturas eléctricas.
- Evaluar cada una de las facturas eléctricas para determinar cuál es la mejor opción para el sector residencial, comercial, e industrial.

### **III. MARCO TEÓRICO**

En este capítulo se expondrán y analizarán los conceptos, prácticas, investigaciones y reglamentos que involucra la implementación de una tarifa por bloque horario. A su vez, se pretende describir la situación actual en la que se encuentra Honduras respecto al contexto energético. Esto con el fin de que se conozcan y se comprendan todos los aspectos que respaldan la implementación de la tarifa por bloque horario en el país.

#### **3.1. COSTOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

Es algo intrínseco que los precios de un producto reflejen a los clientes o consumidores los costos de los recursos utilizados en la elaboración de dicho producto. A su vez, la energía eléctrica es un producto, así que de igual manera, el precio de esta debe de reflejar los costos que conlleva su generación (Cousins, 2009). Los costos de la energía eléctrica dependen del tipo de generación, la fuente primaria, y cómo es operada la transmisión y distribución hasta los puntos de utilización.

Los costos son muy perceptibles al cambio dependiendo de la tecnología a utilizar y la ubicación de la instalación de la planta. Las plantas que utilizan combustibles fósiles aparte de crear más emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI, por sus siglas) generan un costo relacionado al recurso energético primario (Liévano, s/f).

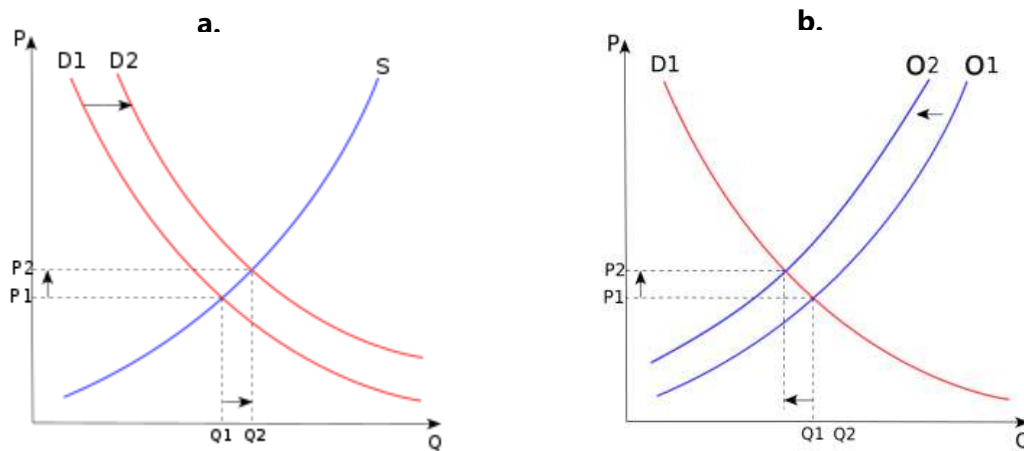
A la vez, los hidrocarburos son una fuente de energía que representó un porcentaje de utilización a nivel mundial del 79.6% para el año 2015 según el Banco Mundial. En cuanto a la generación de electricidad con hidrocarburos se tiene que tomar en cuenta el costo del recurso energético primario a utilizar como se había mencionado anteriormente. Para conocer un estimado de estos, son tomados en consideración los siguientes aspectos: costo del petróleo (extracción del petróleo, características del petróleo), costo de producción en el crudo por refinación, utilidad para la refinadora y gastos de transporte hasta el punto de venta.

#### **3.2. PRECIOS Y CARGOS REGULADOS**

La ley de oferta y demanda sumada a los costos de la energía eléctrica son los que determinan el precio de esta. Como se había mencionado en la Sección 3.1., la energía eléctrica es un producto

como cualquier otro. Al ser un producto, la ley de la oferta y la demanda influye hasta cierto grado en su precio. Dicha ley explica la relación que existe entre la demanda y la cantidad ofrecida de un producto teniendo en cuenta el precio del producto (Sevilla, 2015). Es decir, los ofertantes estarán dispuestos a fabricar cierta cantidad de un producto y los consumidores serán capaces de comprar cierta cantidad del producto, todo esto dependiendo del precio.

Por esta razón si la demanda de electricidad aumenta, el precio de esta debe de aumentar para evitar un déficit de generación. Esto se puede visualizar en la Ilustración 1 a., donde la curva roja representa la demanda y la curva azul la oferta. Si la demanda aumenta a D2, el precio debe aumentar a P2. De la misma manera, si la oferta de electricidad disminuye (Ilustración 1 b., el precio debe aumentar y con esto la demanda se verá reducida (con el mismo fin de evitar un déficit de generación).



**Ilustración 1- Ley de oferta y demanda.**

Fuente: (Sevilla, 2015)

En general, un mercado competitivo logra un equilibrio cuando las curvas de oferta y demanda se intersecan. En otras palabras, cuando la cantidad de bienes que son producidos es la misma de los bienes que los consumidores adquieren.

Por otro lado, en los últimos años la generación a pequeña y mediana escala ha tenido una considerable expansión. Esta iniciativa lleva a poder alcanzar un modelo energético con bajas emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI). Existen diferentes aspectos que han impulsado este cambio del modelo como ser (Gómez & Chaves, 2017):

- el desarrollo tecnológico de las energías renovables ha logrado reducir los costos de generación para producir una unidad de energía, por lo tanto, las energías renovables se han vuelto más competitivas,
- los incentivos que promueven la participación de energías renovables logrando atraer la inversión de las empresas que generan energía renovable y, por último,
- los consumidores tienen una participación más activa haciendo una mejor gestión de su consumo que los beneficiaría económicamente. Por ejemplo, si hay un alza de precios en las tarifas energéticas los consumidores optarán por un ahorro de su consumo energético mediante medidas sencillas como ser apagar la luz cuando no se necesite.

Sin embargo, la expansión de este tipo de generación reduce los cargos regulados a ciertos consumidores ya que se suelen cobrar de forma volumétrica, es decir, por kWh de consumo. Haciendo que los consumidores que no cuenten con sistemas de generación en sus instalaciones se vean afectados por un aumento en estos cargos. A la vez, el aumento en estos cargos incentivará a dichos consumidores a instalar sus propios sistemas de generación dando lugar a lo que se le conoce como "el espiral de la muerte del sistema" (Jiménez Beltrán, 2015).

### 3.2.1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida consiste en la generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercano al lugar de demanda, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica; y en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética (Energía, 2014). Los constantes incrementos en la tarifa de energía eléctrica han logrado incentivar a diferentes consumidores a iniciar una generación de energía eléctrica, en su mayoría de generación renovable, desde oficinas y/o residencias.

Esto ha logrado que exista una complicación debido a que los consumidores que generan su propia energía pagan facturas de bajo costo debido a su módico consumo de la red eléctrica. Los consumidores que cuentan con generación distribuida pagan el precio de los servicios de utilización de la red basados en su bajo consumo de esta. Sin embargo, éstos siguen utilizando los mismos servicios que un consumidor que no cuenta con generación distribuida. Esto crea los llamados subsidios cruzados.

En términos generales, un subsidio cruzado es cuando se procura elevar el precio de un producto a un grupo específico de clientes (Meléndez, 2017). Los consumidores que optan por una generación en sus instalaciones logran reducir su consumo de energía proveniente de la red eléctrica y esto conlleva a una reducción de sus costos de la red debido a que estos son costos volumétricos.

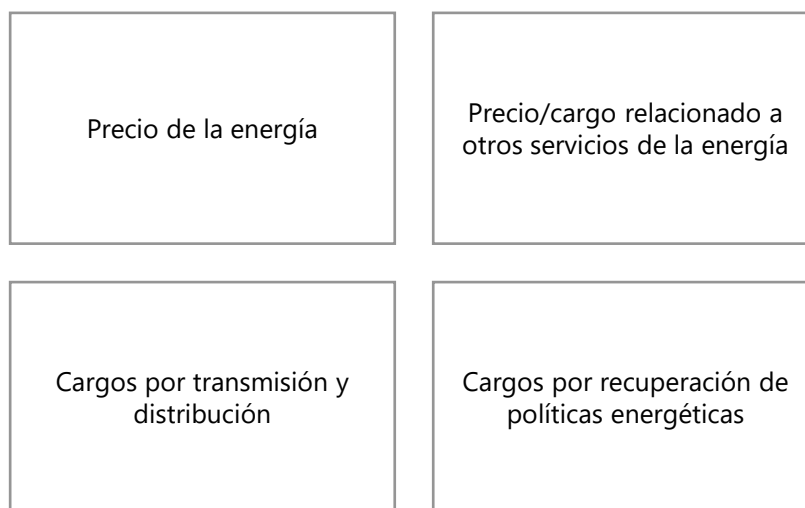
Los costos volumétricos en las facturas son conformados por los costos de la red y costos de políticas energéticas establecidas, estos cargos dependen directamente del consumo de electricidad. Para establecer una solución al subsidio cruzado que se genera debido a la generación distribuida, es recomendable la implementación de una tarifa dinámica. Esta permitiría que el precio de la energía para los consumidores cambie en función de la oferta y demanda en tiempo real (Faruqui & Bourbonnais, 2020b).

### **3.3. PRINCIPIOS BÁSICOS PARA EL DISEÑO DE PRECIOS Y CARGOS**

Ya habiendo discutido los factores que influyen en los precios y cargos de la energía eléctrica, se debe decidir la mejor forma de reflejar estos a los consumidores. Los dos principales componentes de una tarifa deben de ser:

- Energía: la energía facturada se refiere a la cantidad consumida durante un periodo de tiempo específico. Para obtener el valor de la energía dependerá de la potencia de los diferentes aparatos multiplicados por el tiempo de consumo de terminados aparatos. Las unidades en las cuales se mide el consumo son kWh.
- Potencia: a diferencia de la energía, la potencia se mide en kW. La potencia que se ve reflejada en la factura es aquella que se contrata a la empresa que suministra la energía eléctrica. Con la finalidad de poder lograr una conexión simultánea de los aparatos en determinado lugar (industria, hogar, negocio) sin que exista ninguna interrupción del suministro.

En el mismo sentido, el sistema de precios y cargos asociados a la prestación y consumo de los distintos servicios eléctricos debe de estar compuesto de cuatro elementos principales:



**Ilustración 2-Elementos del sistema de precios y cargos.**

Fuente: Elaboración propia con información de (Gómez & Chaves, 2017).

El precio o cargo de otros servicios relacionados con la energía se refiere a las reservas operativas o la capacidad firme y los cargos por recuperación de políticas energéticas se refiere a los costos de política energética u otras políticas gubernamentales que la respectiva administración haya decidido recuperar a través de la tarifa eléctrica. A la vez, para establecer el precio energía se tienen que tomar en cuenta los incentivos, políticas energéticas y los créditos fiscales (Gómez & Chaves, 2017).

El sistema de precios y cargos debe ser tecnológicamente neutro. Es decir, el precio que será asignado a la energía eléctrica no tiene que depender de los equipos que tenga el consumidor. También es importante tomar en cuenta los incentivos que se otorgan a aquellas empresas que utilizan alguna tecnología en específico. Asimismo, se deben de tomar en consideración los consumidores cuya factura no exceda de una cantidad de kWh determinada y que su condición económica no permita el pago de la factura eléctrica.

Sin duda alguna, todos los costos anteriormente mencionados deben de ser considerados para lograr establecer un precio correcto de la energía eléctrica. Con el fin de que no exista un

desbalance como el que existió en la ENEE, que debido al mal establecimiento de un precio fueron adjudicando una deuda por dichos costos.

### **3.4. TARIFA ELÉCTRICA**

La tarifa eléctrica es el precio que los consumidores deben de pagar por la energía eléctrica que utilizan, en esta se deben de plasmar los costos discutidos en la Sección 3.1.. El precio final de la tarifa eléctrica parte de la facturación básica, a la que se suman algebraicamente los cargos regulados o descuentos correspondientes (Endesa, s/f). A su vez, existe una diferenciación de tarifas eléctricas debido a su nivel de tensión. Por ejemplo, en Honduras se clasifican en residencial, baja, media y alta tensión (estas son denominadas categorías tarifarias y serán discutidas en la Sección 3.8.6.). En estas últimas dos se cuenta con un precio para el pago de la demanda contratada (Ochoa & Salvadó, 2017).

Es muy importante que las distribuidoras y/o comercializadoras puedan fijar su tarifa eléctrica tomando en cuenta la demanda que posiblemente van a suplir y los ingresos monetarios que van a percibir porque se podría presentar una elasticidad-precio. Por ejemplo, los consumidores que tienen ingresos económicos considerables pueden tener una mayor sensibilidad al alza de la tarifa vigente de energía eléctrica y como consecuencia cambiar o disminuir su consumo.

### **3.5. TARIFA FIJA**

Existen diferentes tipos de tarifas eléctricas una de ellas es la tarifa fija. Esta asegura a los consumidores contar con la misma tarifa durante un periodo establecido mediante un contrato. Mediante esta tarifa se permite conocer cuál sería el precio de la energía independientemente de la hora en la que se realice el consumo de energía.



### 3.5.1. VENTAJAS DE UNA TARIFA FIJA

Para poder decidir si optar por esta tarifa es importante analizar los beneficios, entre ellos están (Wibberly, 2016).

- En un mercado en el que los precios de la energía eléctrica están en constante aumento, una tarifa fija brinda un ahorro debido a que se pagará la misma tarifa durante el tiempo que lo estipule el contrato.
- El consumidor puede tener un control sobre su consumo eléctrico, mediante un registro del consumo y el precio de la energía que permite un control adecuado en el consumo.
- Los riesgos de que las finanzas del consumidor sean afectadas son menores, debido a que el precio de la energía no se afecta si existe un alza en la tarifa eléctrica.

### 3.5.2. EFECTOS NEGATIVOS DE UNA TARIFA FIJA

Como se definió en la Sección 3.5. la tarifa fija es aquella en la que el precio del kWh no varía durante un periodo de tiempo preestablecido. En Honduras este periodo lo establece la CREE ya que todavía no se cuenta con un mercado energético liberalizado, y es de tres meses. Pero, en un mercado mayorista, este tipo de tarifa posee cierto grado de riesgo para el consumidor comparado con una tarifa variable o dinámica. Esto se debe a que, si el precio en el mercado baja el consumidor seguirá pagando lo preestablecido por kWh (Wibberly, s/f). Por ende, tendrá que esperar hasta que el contrato con el proveedor termine para poder obtener una opción diferente de precio.

A pesar de que la tarifa fija ofrece un precio estático que podría ser visto como una ventaja, este suele ser mayor al que está actualmente en el mercado. Esto se debe a que los proveedores deben de tener un margen de seguridad que les garantice que recuperarán sus costos a pesar de la volatilidad de los precios del mercado (Selectra, s/f). Otro inconveniente que posee este tipo de tarifa, independientemente de si existe un mercado mayorista o no, es que si el consumidor busca ahorro económico tendrá que disminuir su consumo; ya que con un precio preestablecido esta es su única opción para poder disminuir su factura y esto se le puede dificultar a personas con un consumo poco flexible.

Por todas estas desventajas, en un mercado donde el consumidor puede optar por una tarifa dinámica que se adapta mejor a su consumo; el proveedor generalmente aplica cargos por cancelación de contrato (Wibberly, s/f). Evitando así que dicho consumidor cambie repentinamente de esta tarifa a otra al ver que no le conviene.

### **3.6. GESTIÓN DEL LADO DE LA DEMANDA**

Las tarifas dinámicas antes mencionadas son programas que forman parte de la Gestión del lado de la demanda (DSM, por sus siglas en inglés). Esta práctica se refiere a cuando los consumidores, con la ayuda de las compañías de servicios eléctricos (distribuidoras o comercializadoras), logran cambiar las características de la demanda de forma planeada.

Este cambio en la demanda se logra por medio de dos formas: reducción de esta de forma permanente, es decir, eficiencia energética y por reducciones en los niveles de demanda relacionados al tiempo, en otras palabras, el manejo de cargas (Nortje & Eskom DSM, 2006). Si bien es el caso, se considera que la eficiencia energética implica conservación de energía. Sin embargo, vale la pena distinguir estos dos términos.

La eficiencia energética se refiere a la reducción de energía requerida para llevar a cabo una tarea o producir un servicio o producto. Esta se logra con la adopción de tecnologías más eficientes o métodos que ayuden a reducir las pérdidas de energía (utilizar aires acondicionados inverter, focos LED, etc.), se trata de optimizar.

Mientras que la conservación de energía se refiere a los cambios en el comportamiento del consumidor (Carley, 2011). Por ejemplo, secar la ropa al aire libre en lugar de utilizar la secadora, tener menos electrodomésticos en casa o desconectarlos cuando no se utilizan, apagar las luces cuando no están siendo utilizadas, entre otros. Todas estas medidas provienen de un cambio en el comportamiento de las personas y conservan la energía directamente y aunque estén relacionadas a la eficiencia energética no son lo mismo. Es por eso por lo que distinguiremos tres formas principales para lograr DSM: eficiencia energética, conservación de la energía y manejo de la carga.

Debido a la crisis de una demanda creciente y una capacidad de generación fija que tienen como consecuencia el racionamiento de energía es que nace la DSM (Cousins, 2009), ya que esta tiene como fin el consumo inteligente. Con la implementación de esto no necesariamente se busca la reducción del consumo de energía en general, sino la disminución o rasurado de los picos (Byrne & Taminiou, 2014). De modo que la necesidad de invertir en la red (de transmisión y/o distribución) y en centrales de generación eléctrica para poder cubrir los picos de demanda se vea reducida. Esto sería posible ya que la DSM puede diseñarse de forma que mueva cargas no esenciales en momentos de demanda máxima eléctrica.

La práctica de DSM se ha venido dando desde los 1970s en los Estados Unidos cuando varias compañías distribuidoras trataron de introducir incentivos por mover cargas utilizando tarifas eléctricas por tiempo de uso (TOU, por sus siglas en inglés).

La puesta en práctica de DSM trae consigo muchos beneficios a parte de los medioambientales. Esta puede estabilizar y descongestionar la red mediante la reducción de la demanda máxima y reducir los costos de generación, transmisión y distribución como se mencionaba anteriormente. Mientras que, para los consumidores, estos beneficios pueden verse reflejados como ahorros en sus facturas, incentivos e incluso créditos fiscales (Byrne & Taminiou, 2014).

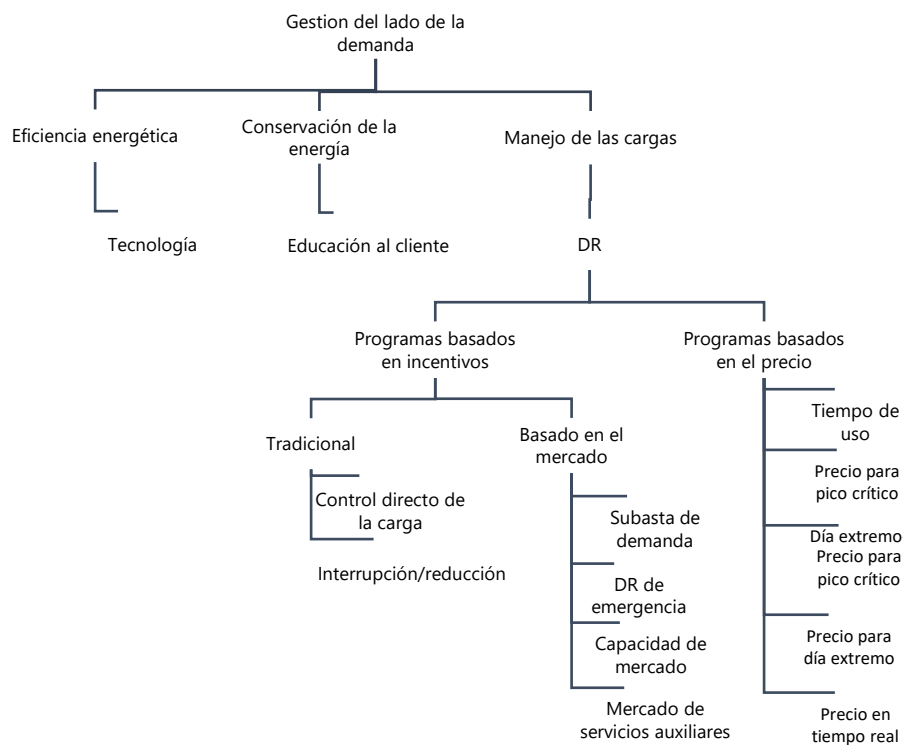
Centrándonos en la parte de manejo de cargas de DSM podemos inferir que esta depende en gran medida de programas de "Demand Response" (DR, por sus siglas). DR se refiere a los cambios en los patrones de uso de la electricidad por parte de los consumidores en respuesta a los cambios de los precios de la electricidad en el tiempo. Desde otra perspectiva, también se puede definir el DR como los incentivos financieros diseñados para hacer un menor uso de la electricidad en tiempos donde el precio de esta sea mayor o cuando la estabilidad de la red se vea perjudicada (U.S. Department of Energy, 2006). Estos programas se basan en la ley de oferta y demanda expuesta en la Sección 3. 2..

Podemos notar que, entre las tres principales formas de DSM, la conservación de la energía sería la más conveniente ya que no requiere de ninguna inversión ni de ningún esfuerzo más que educar a los consumidores. Con esto en mente, la conservación de la energía y la eficiencia energética deberían ser consideradas antes que el manejo de las cargas. Dependiendo de la

dinámica del mercado se puede elegir una de las formas de DR, que generalmente consisten en mover el uso de las cargas en el tiempo.

### 3.6.1. TIPOS DE DEMAND RESPONSE

Hay distintas formas de clasificar el DR una de ellas es como programas basados en incentivos (IBP, por sus siglas en inglés) y programas basados en el precio (PBP, por sus siglas en inglés). Dentro de estas clasificaciones hay distintos tipos de programas que se pueden apreciar en la Ilustración 3.



**Ilustración 3-División de Gestión del lado de la demanda.**

Fuente: Elaboración propia

Los IBP se refieren a todos los programas que les dan incentivos a los usuarios finales por reducciones en sus cargas/demandas. Por otro lado, los PBP son los que tratan de que el consumidor cambie sus patrones de consumo de energía en respuesta a los precios de las tarifas.

Es común creer que los PBP son la solución a todos los problemas que puede presentar la red, sin embargo, si se toma en cuenta la inelasticidad que pueden presentar algunos consumidores o situaciones físicas que no están reflejadas en los precios, esto se puede ver descartado. Estas situaciones nos demuestran que el rasurado de picos no se puede lograr solamente con este tipo de programas y es por eso por lo que deben ir en conjunto con los IBP (Palensky & Dietrich, 2011). Por otra parte, los IBP se pueden separar en programas tradicionales y los basados en el mercado. En los programas tradicionales los consumidores reciben incentivos por su participación mientras que en los basados en el mercado la cantidad es proporcional a que tanto reducen la demanda en tiempos críticos (Albadi & El-Saadany, 2008).

Dentro de los programas tradicionales está el control directo de la carga (DLC, por sus siglas en inglés) en donde el operador de la red o la distribuidora tiene acceso directo a ciertas cargas de los consumidores para regularlas, estas cargas pueden ser aires acondicionados, bombas de agua, entre otras. En los programas de interrupción/reducción los consumidores firman un contrato en el que acceden a reducir sus cargas a un valor preestablecido en dicho contrato y por ello reciben un pago directo o descuentos en sus tarifas.

Las subastas de demanda, que en inglés también se les conoce como Buyback, son programas en los que los participantes reciben un pago por lograr reducir la demanda que ofertaron. En los programas de DR de emergencia se dan incentivos a los participantes que respondan voluntariamente a señales de emergencia mediante una reducción en su demanda. Los DR de emergencia y los programas de capacidad de mercado son similares con la diferencia de que en estos últimos los participantes garantizan reducir su carga a una cantidad acordada cuando se les requiera, generalmente en situaciones de emergencia y se les da un incentivo por esto.

En los programas de mercados de servicios auxiliares los consumidores ofertan una reducción de su demanda y si es aceptada se les paga el precio que haya en el mercado. En caso de que esta oferta sea necesitada, podrían recibir un pago del precio de la energía en el mercado mayorista (U.S. Department of Energy, 2006).

La implementación de programas de DR trae beneficios a los consumidores, al mercado y a la red eléctrica. Por ejemplo, los consumidores que participan en estos programas tendrán ahorros en

sus facturas o recibirán incentivos si ajustan su consumo adecuadamente. También, es muy probable que hasta los consumidores que no participen en estos programas experimenten un ahorro debido a una baja en los precios del mercado, esto como consecuencia a una reducción en la demanda de generadoras con altos costos (U.S. Department of Energy, 2006). Otro beneficio es el de la confiabilidad, al haber una descongestión en la red disminuyen las probabilidades de cortes que pueden resultar en gastos extras para los consumidores.

Los consumidores pueden estar participando en los IBP y los PBP simultáneamente ya que los IBP son incentivos por los que pueden optar independientemente del tipo de tarifa en el que se encuentren, todo depende del tipo de mercado y de la normativa presente. Los PBP tienen como objetivo, al igual que los IBP, reducir la demanda máxima o trasladar cargas de horas de carga máxima (horas pico) a horas de carga baja (horas valle). La diferencia está en que los PBP son modelos para tarifar la energía consumida que se aplican a las facturas de los consumidores, estos también son conocidos como tarifas dinámicas.

### 3.6.2. TARIFAS DINÁMICAS

Las tarifas dinámicas están diseñadas para que las facturas de los clientes sean mayores si estos no regulan sus cargas en el transcurso del día. Si los consumidores no reducen su demanda durante las horas pico o no desplazan las cargas de estos periodos a las horas valle entonces tendrán que pagar una factura considerablemente más alta en comparación con los consumidores que si lo hacen. En otras palabras, estas tarifas aumentan los precios en horas donde la electricidad es más cara y lo disminuyen cuando esta es más barata.

Charles River Associates, (2005) mencionan que hay ejemplos de sectores de energía con compañías de servicios eléctricos integradas verticalmente que han logrado implementar este tipo de tarifas exitosamente. Por ende, estos programas pueden ser implementados en cualquier momento de la reforma de un sector energético.

Actualmente existen cinco tipos principales de tarifas dinámicas:

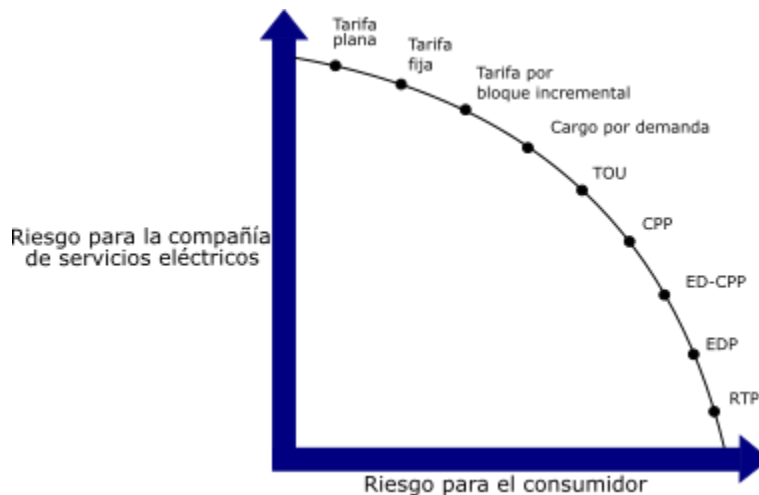
**Tabla 1- Tipos de tarifas dinámicas.**

<b>Tipo de tarifa con sus siglas en inglés</b>	<b>Definición</b>
Tiempo de Uso (TOU)	El día se divide en periodos de carga máxima, donde los precios son más altos, y en periodos de carga baja donde los precios son menores. Los modelos más sencillos de esta tarifa solo tienen dos periodos, picos y valles.
Precio para pico crítico (CPP)	Hay un precio de pico crítico superpuesto en una tarifa TOU. Se utilizan un número de horas o días limitados al año, generalmente con un día de antelación de aviso.
Día extremo-Precio para pico crítico (ED-CPP)	Se utilizan precios CPP en periodos de carga máxima y precios más bajos para periodos de carga baja por un número limitado de días. Es decir, no hay una tarifa TOU para el resto de los días si no que una fija.
Precio para día extremo (EDP)	Se cobra una tarifa de pico crítico por un día entero por un número limitado de días al año. Usualmente se les avisa a los consumidores un día antes.
Precio en tiempo real (RTP)	Los consumidores pagan precios que varían cada hora para reflejar el costo de la electricidad en tiempo real.

Fuente: Elaboración propia con información de (Charles River Associates, 2005)

Los programas como CPP y RTP son los programas que más reflejan las condiciones reales del mercado y por ende son los más riesgosos desde el punto de vista del consumidor. Como se puede observar en la Ilustración 4, los RTP son los más volátiles ya que en estos la comercializadora simplemente le cobra al consumidor los costos al por mayor.

Las tarifas dinámicas sirven como medida de ahorro energético ya que ayudan a transferir los costos de la energía eléctrica (generación, transmisión y distribución) de manera más eficiente. Al transferir los costos de esta forma, los consumidores tienen mayor consciencia al utilizar la electricidad.



**Ilustración 4-Tipo de riesgo por tarifa.**

Fuente: Elaboración propia inspirada en (Cousins, 2009)

La tarifa TOU es la más común de las tarifas dinámicas. Una de las variaciones de esta consiste en dos periodos de tiempo, las horas pico y valle. Otra variación incluye horas intermedias cuyo precio es más barato que el de las horas pico, pero más caro que el de las horas valle. En el marco legal de Honduras a esta tarifa se le llama tarifa por bloque horario. Por ende, de ahora en adelante nos referiremos a esta por dicho nombre.

Los horarios de estos periodos pueden cambiar dependiendo de la época del año. En España, por ejemplo, hay un horario para invierno y otro para verano. Según Selectra, (2020) el horario de invierno se comienza a aplicar desde el último domingo de octubre, que es el día en el que se cambia la hora en la territorio peninsular, y el de verano se aplica desde el último domingo de marzo, día en el que también se produce el cambio horario.

Se ha demostrado que los consumidores comprenden y reaccionan a los cambios en los precios de las tarifas que transmiten la estructura de costos de la electricidad (Faruqui & Bourbonnais, 2020). Sin embargo, para obtener esta respuesta, este tipo de fijación de precios debe explicarse con simplicidad y claridad a los consumidores, ya que se debe tener en cuenta su satisfacción. El éxito de la implementación de una tarifa dinámica también dependerá del tipo de consumidor y de qué tanto pueda responder a los cambios de precio, ya que alguien con una demanda baja puede tener un consumo inelástico.



La distribuidora debería ser la encargada del diseño de los PBP o tarifas dinámicas y también la encargada de la implementación, evaluación y monitoreo de estas. Uno de los mayores retos que las distribuidoras enfrentan para la implementación de estos programas es la instalación de los sistemas e infraestructura de medición necesarios, es decir los medidores inteligentes e inclusive en algunos casos, termostatos inteligentes.

### 3.7. SMART GRID Y MEDIDORES INTELIGENTES

La red eléctrica tradicional consiste en transportar la energía de unas cuantas generadoras centralizadas a un número grande de consumidores. Pero la concepción de la red eléctrica inteligente o Smart Grid vino a evolucionar este concepto con la implementación de los flujos bidireccionales tanto de información como de electricidad para obtener al final una red eléctrica automatizada y moderna que haga posible la implementación de la generación distribuida. En la Tabla 2 se resumen algunas características de una red eléctrica tradicional en comparación con las de una Smart Grid.

**Tabla 2- Red eléctrica tradicional vs. Smart Grid.**

<b>Red eléctrica tradicional</b>	<b>Smart Grid</b>
Electromecánica	Digital
Comunicación unidireccional	Comunicación bidireccional
Generación centralizada	Generación distribuida
Jerarquizada	Red o malla
Pocos sensores	Muchos sensores
Ciega	Auto monitoreo
Restauración manual	Auto restauración
Fallas y Apagones	Adaptiva
Revisiones/pruebas manuales	Revisiones/pruebas remotas
Control limitado	Control profundo
Pocas opciones para consumidores	Muchas opciones para consumidores

Fuente: (Farhangi, 2010)

Para comprender mejor cómo funciona la Smart Grid, Fang et al., (2012) dividen el funcionamiento en tres sistemas principales:

- Sistema de infraestructura inteligente: este consiste en la infraestructura de información, comunicación y energía que apoyan y mantienen: la generación, transporte y consumo avanzado de electricidad; medición, monitoreo y manejo avanzado de información; y por último tecnologías avanzadas de comunicación.
- Sistema de manejo inteligente: es el sistema que provee control y manejo de servicios evolucionados. Esto con la ayuda de aplicaciones y servicios que ayuden a aprovechar las tecnologías implementadas.
- Sistema de protección inteligente: es el subsistema que se encarga de proveer un análisis sofisticado de la confiabilidad de la red, seguridad contra fallas y servicios de protección de privacidad.

La Smart Grid empezó con la idea de una infraestructura avanzada de medición (AMI, por sus siglas en inglés) para mejorar lo que es la DSM; y una red eléctrica con reparación automatizada para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico ante desastres naturales o sabotaje (Rahimi & Ipakchi, 2010).

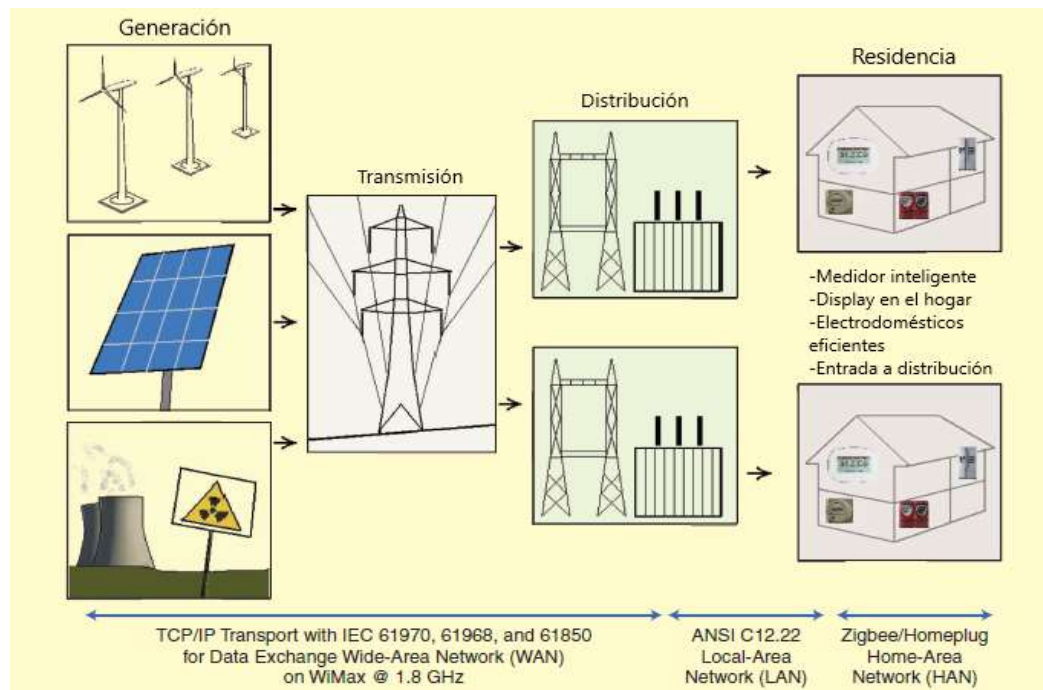
En muchos lugares se empezó por implementar lo que es la lectura automatizada de medidores (AMR, por sus siglas en inglés). Esto posibilita la lectura remota del consumo, sin embargo, su comunicación es unidireccional con la red lo que no ayuda con la implementación del DR que es uno de los fundamentos de la Smart Grid. Es más, esta participación del consumidor no podría ser posible sin medidores inteligentes. Por esta razón la AMI debe de ser la opción principal de las compañías de servicios eléctricos si estas piensan hacer una inversión en este tipo de infraestructura.

Los medidores inteligentes son medidores más modernos que sus predecesores (los medidores digitales). Los medidores inteligentes pueden leer el consumo energético en tiempo real y pueden obtener valores de voltaje, ángulo de fase y frecuencia; y comunicar de forma segura todos estos datos a la distribuidora o al operador del sistema para tener un mejor monitoreo de la red. Como

una pieza crucial de la Smart Grid, los medidores inteligentes funcionan con un sistema de comunicación bidireccional entre el medidor y un sistema central.

Otras funciones de los medidores inteligentes son conectar y desconectar ciertas cargas remotamente para manejar las demandas de los consumidores, como se había explicado en la Sección 3.6.1.. En algunos casos estos medidores también pueden comunicarse entre ellos.

La comunicación, y la transferencia y manejo de datos son piezas vitales en lo que es la medición inteligente. Hay distintas tecnologías mediante las cuales los sistemas de medidores inteligentes se pueden comunicar, pero el proceso es generalmente el mismo. Este consiste de una home area network o HAN que es una red conformada por cargas, sensores, y otros que abarca las instalaciones del consumidor hasta donde está instalado el medidor; una local area network o LAN integrada por todos los medidores inteligentes que transmite los datos de los consumidores a un recopilador para luego transmitirlo al wide area network o WAN que procesa aún más estos datos hasta llegar al punto de recolección final, esta WAN consiste de una colección de LANs en la parte de generación, transmisión hasta distribución.



**Ilustración 5-Proceso de comunicación de los medidores inteligentes.**

Fuente: (Farhangi, 2010)

Se cree que podrían surgir problemas a la hora de empezar a implementar AMI debido a la ausencia de interfaces que puedan ser aplicadas universalmente, protocolos de control y comunicación y estándares que garanticen una comunicación entre los componentes del sistema. No obstante, se están trabajando en varias normas para este tipo de aplicaciones, entre ellas la ANSI C12.22 para la medición inteligente y la IEC 61850 para automatización de subestaciones (Farhangi, 2010). En la Ilustración 5 se puede apreciar cómo se dividen las capas del proceso de comunicación con los estándares preferidos en los Estados Unidos.

En cuanto a las tecnologías para la comunicación existen varias opciones, entre ellas el ZigBee para el HAN, y variaciones de tecnologías que ya se utilizan como ser el Bluetooth, Session Initiation Protocol (SIP, por sus siglas en inglés), General Packet Radio Services (GPRS, por sus siglas en inglés), entre otros. Pero las más básicas y utilizadas son Radio Frecuencia (RF) y Power Line Carrier (PLC, por sus siglas en inglés).

En la RF los datos de los medidores inteligentes son transmitidos por radio inalámbrico desde el medidor hasta un punto recolector de datos. Usualmente la RF se puede dividir de dos formas (EEI and AEIC, 2011):

- Tecnología de malla: esta red de comunicación está conformada por nodos de radio organizados como una malla, en otras palabras, los medidores se comunican entre sí y forman una LAN y luego transmiten la información por una WAN. Algunas ventajas de esta tecnología es que tienen una latencia aceptable y usualmente operan a 915 MHz.
- Tecnología Point-to-Point o End-to-End: aquí los medidores se comunican directamente con un recopilador que usualmente es una torre y a diferencia de la tecnología de malla, esta opera con poca latencia y tiene una comunicación directa con cada punto.

En cuanto a la PLC, esta consiste simplemente en utilizar los conductores de las líneas de transmisión para el envío de datos necesarios. A pesar de que es la más económica ya que utiliza infraestructura que ya está en uso, tiene menos ancho de banda que la RF y por ende una latencia mayor.

Para elegir el tipo de tecnología se tiene que hacer una evaluación exhaustiva de las necesidades presentes y un análisis de los beneficios tanto técnicos como económicos (EEI and AEIC, 2011).

Claro está, que la implementación de medidores inteligentes es un paso adelante hacia la existencia de una Smart Grid y que trae muchos beneficios como ser el auto monitoreo y la auto restauración. No obstante, se presentan algunos inconvenientes o desafíos que evitan la implementación masiva de estos. La instalación de medidores inteligentes significaría una inversión millonaria o incluso multimillonaria dependiendo que tan grande la red eléctrica, y esta solo crece año con año.

La transferencia y manejo de datos es la raíz de la mayoría de los problemas que se pueden presentar. Entre estos están los riesgos de privacidad y seguridad en la transmisión de datos (Cleveland, 2008).

Sin embargo, este es un problema que se puede solventar con la elección de los parámetros a ser transmitidos y la autenticación de administrador (esta debe ser segura para acceder a dicha información de lo contrario caería en los mismos riesgos de privacidad) (Depuru et al., 2011). Es por lo que se deben de seguir todos los protocolos y estándares disponibles, para garantizar la confidencialidad de estos datos.

Otro aspecto para tomar en cuenta es que, al transmitir grandes cantidades de información se quiere tener un ancho de banda mayor, de lo contrario se produciría tráfico y la cantidad de información que se puede transmitir se vería limitada. Esto es algo a considerar a la hora de elegir la tecnología de comunicación ya que la mayoría tienen un ancho de banda menor. También el usar redes públicas como los celulares puede resultar en brechas de seguridad, por esto es más recomendado utilizar las de RF y PLC. Debido a esto, el futuro de los medidores inteligentes radica en las políticas de las compañías de servicios eléctricos y las normas y leyes que apruebe el gobierno (Depuru et al., 2011).

A pesar de estos desafíos, según (Zheng et al., 2013) las ventajas de los medidores inteligentes son muchas, tanto para las compañías de servicios eléctricos como para los consumidores y los gobiernos. Algunas de estas son: ayudan a hacer un uso más eficiente de la energía y los recursos de la red, abren la posibilidad a lo que son las tarifas dinámicas, ayudan a los consumidores a recibir una factura más exacta y los ayuda a saber sus patrones de consumo, llevan a la

disminución las emisiones mediante la implementación de DSM y proveen datos importantes para mejorar la eficiencia y la confiabilidad del servicio.

Agregando a estas, la Smart Grid presenta también muchos beneficios, algunos de ellos son (Fang et al., 2012):

- mejora la capacidad y la eficiencia de la red eléctrica actual
- habilita la auto restauración y el mantenimiento predictivo en respuesta a inconvenientes en la red
- facilita la transición a los vehículos eléctricos
- reducen el consumo de petróleo al disminuir la necesidad de generación extra en los periodos pico
- habilitan nuevos mercados, servicios y productos.

En fin, se puede argumentar que aparte de la gran inversión que se ocuparía para implementar una AMI, la mayoría de los desafíos para su implementación radican en la elección de tecnología de comunicación y de cómo se maneje la información ya que estas pueden causar problemas de ciberseguridad y violación de privacidad.

Una solución para disminuir el impacto de la gran inversión requerida puede ser el desarrollo en el mercado de medidores inteligentes que cuenten solo con las funciones más esenciales para la implementación de las tarifas dinámicas. Así se reduciría el precio de los medidores, por ende, su implementación sería más factible para las distribuidoras y traería todos los beneficios de la implementación de la DSM. En cuanto a los desafíos de las tecnologías de comunicación a implementar, estas deben de elegirse y funcionar bajo una normativa estricta que siga todos los protocolos requeridos y cuya ejecución sea supervisada para garantizar su cumplimiento.

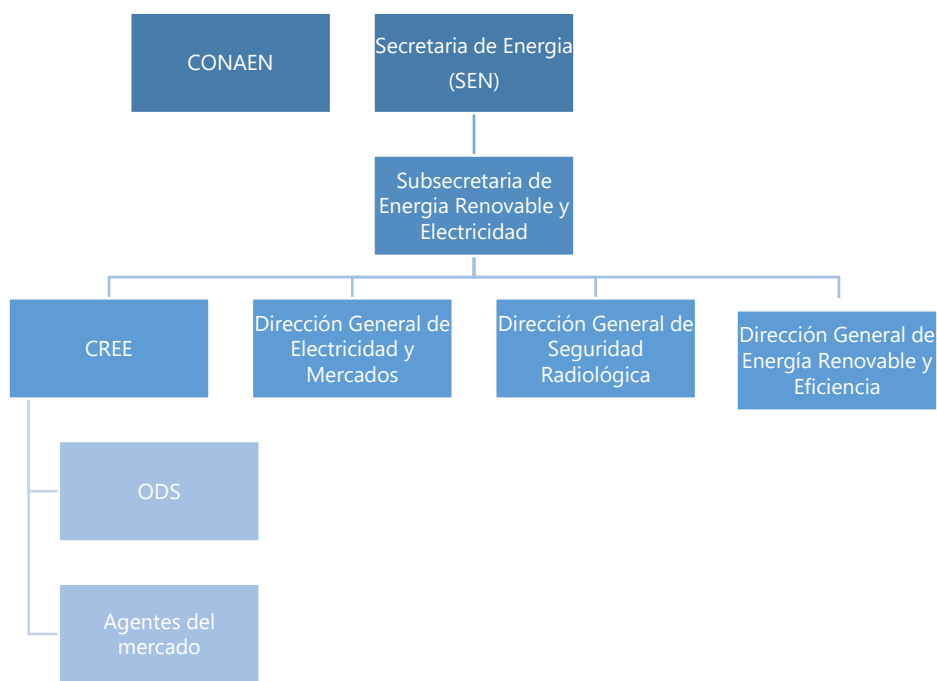
### **3.8. SITUACIÓN ACTUAL DE HONDURAS**

Es importante conocer la situación actual del país dentro de un contexto energético ya que consiste en aspectos que respaldan la implementación de la tarifa por bloque horario. En relación con esto, actualmente el Sector Energía se encuentra en un proceso de reforma en el que se han creado nuevos entes y redefinidos roles para las instituciones del gobierno.

El 28 de agosto del 2017 se anunció la creación de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, también conocida como Secretaría de Energía (SEN) que funciona como el máximo ente regulador de todo el sector energético en el país (Secretaría de Estado de la Presidencia, 31/01).

### 3.8.1. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO EN HONDURAS

La SEN se divide en dos subsecretarías, la de Recursos Renovables y Electricidad, y la de Hidrocarburos. La subsecretaría de Recursos Renovables y Electricidad se divide en las diferentes direcciones en la Ilustración 6 cada una con sus propias funciones. A la vez, mediante el Decreto PCM 17-2017 se crea el Consejo Nacional de Energía (CONAEN) que sirve como órgano a cargo de la coordinación intersectorial en cuanto a asuntos energéticos según dicho decreto.



**Ilustración 6-Organigrama de la Estructura del subsector eléctrico.**

Fuente: Elaboración propia con información de (Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, 2020)

El subsector en el que más cambios se han dado por esta reforma sectorial ha sido el eléctrico. Primeramente, con la liberalización de la generación seguida de la de transmisión, distribución y comercialización.

Honduras es un país cuya red eléctrica nacional ha sido manejada exclusivamente por la ENEE. Esta empresa se encargaba de la generación, transmisión, distribución y comercialización lo que convertía a este sector en un monopolio. Sin embargo, los avances tecnológicos han obligado que se necesite la apertura del mercado eléctrico para implementar tarifas competitivas que sean establecidas por un ente regulador independiente. Es por ello por lo que existe la necesidad de crear una comisión que cuente con estas facultades y así nace la CREE.

La CREE, s/f-b se define como una entidad con independencia funcional, económica y facultades administrativas suficientes para asegurar la capacidad técnica y financiera necesaria para el cumplimiento de sus objetivos. Es un ente responsable de regular las actividades de los Agentes del Mercado e Instituciones del Subsector Eléctrico Hondureño de forma transparente e imparcial. Existe una junta nominadora integrada por diferentes personas designadas por la empresa privada, universidades, colegios profesionales, entre otros. La junta nominadora presenta una propuesta a el presidente de la república que seguidamente realiza la selección de tres personas que realizarán las funciones pertinentes. El periodo de funciones comprende de siete años sin poder ser removidos por causas injustificadas antes de su periodo designado (CREE, s/f-b).

### 3.8.2. FUNCIONES DE LA CREE

Existen diferentes funciones que realiza la comisión: supervisar los procesos de compra de potencia y energía por las empresas distribuidoras y aprobar los contratos de compra de potencia y energía que resulten de esos procesos; aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias y definir la metodología para el cálculo de las tarifas de transmisión y distribución, entre otros (CREE, s/f-b). A la vez, en el año 2019 el gerente de la empresa estatal (ENEE), Leonardo Deras, afirmó que el 75% de pérdidas son a causa del hurto de electricidad. Por lo tanto, una de las principales capacidades de la CREE es lograr una disminución de los consumidores que realizan hurto de electricidad (Digital, 2019).

La CREE debe de realizar un profundo análisis para realizar los ajustes tarifarios trimestralmente. Primeramente, se necesita tomar en cuenta el cambio de la moneda en este caso de dólares a lempiras. Seguidamente, un ajuste basado en el modelo de participación realizado por el Operador del Sistema (ODS). Este modelo muestra las plantas existentes y su disponibilidad así



mismo como sus restricciones dependiendo de los recursos para tener un panorama amplio sobre las horas que se pueden tomar en cuenta las plantas para poder suplir la demanda nacional. Finalmente, un acomodamiento por los precios de los combustibles que dependerá del precio de los hidrocarburos en el mercado internacional. Cabe destacar que en Honduras se ha logrado tener una matriz energética cuyo 62.8% representa la generación renovable y un 37.14% térmica (Cerna, 2019). Pero de igual forma, es de suma importancia tomar en cuenta el precio de los hidrocarburos debido a la generación de la energía con este recurso en nuestro país.

### 3.8.3. SITUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

La sostenibilidad del subsector eléctrico está ligada a la economía del país ya que esta reduce los costos de producción mejorando así la competitividad general de la economía. En la actualidad el subsector eléctrico se encuentra en una situación delicada debido a las finanzas de la ENEE y el alto índice de pérdidas en transmisión y distribución.

Un indicador que ayuda a reflejar esto es el Energy Architecture Performance Index (EAPI, por sus siglas en inglés) elaborado por el Foro Económico Mundial. Este indicador está compuesto de otros tres subíndices (World Economic Forum, 2017): desarrollo y crecimiento económico que mide qué tanto la arquitectura energética de un país ayuda al crecimiento económico; acceso y confiabilidad de la energía que mide qué tan seguro y accesible es el suministro de energía; y por último la sostenibilidad ambiental que mide el impacto ambiental del suministro y consumo energético.

**Tabla 3-Posicionamiento de países centroamericanos en el EAPI.**

	<i>País</i>	<i>Puntaje 2017</i>	<i>Desarrollo y crecimiento económico</i>	<i>Acceso y confiabilidad de la energía</i>	<i>Sostenibilidad ambiental</i>	<i>Posición 2009-2017</i>
14	Costa Rica	<b>0.73</b>	0.68	0.76	0.74	(-5)
47	Panamá	<b>0.65</b>	0.66	0.64	0.65	(-7)
49	El Salvador	<b>0.65</b>	0.53	0.71	0.70	(+1)
69	Guatemala	<b>0.59</b>	0.46	0.73	0.58	(-7)
72	Nicaragua	<b>0.58</b>	0.46	0.70	0.59	(+23)
82	Honduras	<b>0.56</b>	0.43	0.72	0.53	(+28)

Fuente: (World Economic Forum, 2017)

En el 2017 el EAPI situó a Honduras en la posición 82 de 127, siendo esta la posición más baja entre los países de centro américa como se puede observar en la Tabla 3. Lo que quiere decir que Honduras es el país menos eficiente respecto al sistema de energía en la región.

Según el Banco Mundial, Honduras cuenta con tasas de crecimiento de Producto Interno Bruto (PIB) arriba del promedio de centro américa. En el 2017 esta fue de 4.8%, en 2018 fue del 3.7% y en el 2019 de 2.7% (Banco Mundial, s/f). Se puede decir entonces que, para mantener un crecimiento de PIB de esta magnitud, Honduras necesita mucha más energía que los demás países de la región debido a la ineficiencia de todo el sector energético.

Esto se debe en gran parte a las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica que hay en el país y que la concesionaria, Empresa Energía Honduras (EEH), no logra disminuir. Según la supervisora de la concesión, Manitoba Hydro International en febrero de 2020 el 33.18% de la energía entregada a la ENEE fue perdida (Mesa Editorial, 2020).

Según Liliana Castillo, expresidenta del Colegio Hondureño de Economistas, esta inhabilidad para reducir las pérdidas afecta a todos los hondureños por igual ya que el Estado es el aval. Como consecuencia, se reduce el presupuesto para proyectos en los sectores de salud y educación por cubrir las deudas de la ENEE (Staff La Prensa, 2020). En otras palabras, el Estado debe pagarles a los generadores toda la energía que sea perdida en la red.

El Banco Central de Honduras prevé una caída del PIB entre el rango del 2.9-3.9% debido a la pandemia del COVID-19 (Forbes Staff, 2020). Esto significa que habrá una disminución en la actividad económica, lo que indica también una disminución en el consumo de electricidad.

A pesar de que suene como algo negativo, la disminución en la demanda ha tenido un impacto positivo ya que logró que el costo marginal promedio del MWh pasara de \$225 a \$74 el MWh y expertos en el tema aseguran que esta situación abre la posibilidad de la contratación de potencia firme a precios más asequibles ("Demanda de electricidad cae en un 12% por COVID en Honduras", 2020).

En cuanto a la ENEE, a pesar de los múltiples intentos del Estado para su recuperación financiera, esta se sigue encontrando en una situación precaria que viene siendo desde la década de los 90s y solo ha empeorado con el tiempo. Según el Balance Financiero en el portal de transparencia de la ENEE la deuda que se ha venido acumulando hasta marzo del 2020 es de L. 74,016 millones (siendo este el reporte más reciente debido a la pandemia del COVID-19) de L. 71,498 millones que eran en enero del mismo año. Lo que indica que esta crisis financiera sigue creciendo y está lejos de ser resuelta.

La ENEE no solo carga con una inmensa deuda externa e interna de corto y largo plazo. Desde el 2018 viene acumulando cuentas por pagar a los generadores privados que para el último balance reportado eran de L.15,099 millones. Estas deudas y cuentas por pagar, contratos con precios altos negociados en el pasado, el oneroso contrato con la EEH y la imposibilidad de reducir las pérdidas son algunas de las claves que mantienen a la ENEE en una situación de bancarrota.

El FMI por su parte identifica una serie de factores que han contribuido al deterioro de las finanzas de esta empresa, entre ellas se encuentran las pérdidas técnicas y no técnicas que no han disminuido, las compras de energía, la aprobación de tarifas por debajo de los costos reales y junto con esto, las constantes exoneraciones de pago a varios sectores de consumo (“Déficit de la Enee aumentó L20,351 millones en los últimos seis años”, 2020). Todas estas han sido razones para el nombramiento de una nueva junta interventora en enero de este año, sin embargo, se sigue a la expectativa de buenos resultados.

#### 3.8.4. MARCO LEGAL Y REGLAMENTARIO ACTUAL

Como se expuso anteriormente, el subsector eléctrico se encuentra en un proceso de modernización y el Marco Legal y Reglamentario han sido las piezas clave para llevar a cabo este proceso. A partir de la crisis energética de 1994 en Honduras, se aprobó la Ley Marco del Subsector Eléctrico que regula la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Dicha ley tuvo como resultado la participación de iniciativa privada en la generación, siendo este el primer paso hacia un mercado desregulado y modernizado.

Luego de esto se aprobó el Decreto 70-2007 también conocido como la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables y su reforma en el Decreto 138-2013; incentivando aún más la inversión de capital privado en el sector de generación.

Pero a pesar de la liberalización del sector de generación, la ENEE seguía manejando en su totalidad las partes de transmisión y distribución como una sola entidad. Haciendo de la ENEE una empresa de integración vertical que se traduce a un monopolio en el subsector eléctrico. Por lo tanto, el 20 de mayo del 2014 entró en vigor la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Esta ley que sigue en vigencia y actualmente regula todo el entorno del subsector eléctrico vino a derogar la Ley Marco del Subsector Eléctrico y a hacer una reforma completa.

La LGIE, sustituye a la Comisión Nacional de Energía por la CREE y establece el ODS que estarán a cargo de la supervisión y regulación del subsector eléctrico, y la operación del sistema eléctrico nacional respectivamente. Además, indica que la "Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) se transforme en entidad y complete el proceso para escindirse en una empresa de generación, una de transmisión y operación del sistema y al menos una de distribución" (Congreso Nacional, 2014); las cuales permanecerán siendo propiedad del Estado a través de la ENEE como empresa matriz. Se pretende que, en mercados totalmente horizontales, la ENEE pueda competir con otras empresas de índole privado en estas actividades.

Sin embargo, la LGIE no se ha venido aplicando en su totalidad. Como consecuencia, la escisión de la ENEE se ha venido postergando y la aplicación de tarifas que promuevan el uso eficiente de la energía eléctrica todavía no se ha dado. La separación de la ENEE se ve obstaculizada ante la situación financiera que está enfrentando ya que de cierta forma puede dificultar el proceso de división y transferencia de activos y pasivos a cada una de las nuevas empresas.

Desde el punto de vista de una tarifa por bloque horario, la aplicación de esta se ve respaldada por las leyes y reglamentos de la Tabla 4. Se enlistan únicamente las leyes y reglamentos que justifiquen o mencionen la modernización del subsector eléctrico y el Mercado de Electricidad Nacional por medio de la aplicación de una tarifa diferenciada en el tiempo que incentive el consumo de energía eléctrica en horarios estratégicos.

**Tabla 4- Leyes y Reglamentos que respaldan la tarifa por bloque horario.**

<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>	<b>Fecha de publicación</b>
Plan Estratégico para la Gestión y Ahorro de Combustibles y Energía Eléctrica (Congreso Nacional, 2012)	Establece medidas de ahorro de combustible y energía eléctrica, medidas de ordenamiento vial y de ahorro en Instituciones de Administración Pública para la disminución de la importación del petróleo,	20/03/2012
Ley General de la Industria Eléctrica (Congreso Nacional, 2014)	Regula las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de energía eléctrica; normaliza y regula la importación y exportación de energía eléctrica, y la operación del Sistema Interconectado Nacional y su relación con los sistemas eléctricos de los países interconectados.	20/05/2014
Reglamento interno de la CREE (CREE, 2015a)	Establece las normas a seguir para la operación y funcionamiento interno de las actividades, la organización y las funciones de los comisionados de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.	17/11/2015
Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (CREE, 2015b)	Regula las disposiciones de la ley en cuanto a las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad; la importación y exportación de energía eléctrica, como complemento a lo establecido en tratados internacionales sobre la materia entre el Gobierno de la República y la operación del Sistema Interconectado Nacional, y su relación con los sistema eléctricos de los países vecinos; así como con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano.	18/11/2015

Nombre	Descripción	Fecha de publicación
Reglamento para el cálculo de Tarifas Provisionales (CREE, 2016)	Contiene las instrucciones para que la ENEE calcule tarifas temporales a implementar mientras se desarrolla el reglamento de tarifas.	20/04/2016
Reglamento de Tarifas (CREE, 2019)	Fija las metodologías, criterios y procedimientos necesarios para el cálculo tarifario en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica. Detalla la manera en que se han de calcular los costos de generación, transmisión, operación del sistema, y distribución que entran en el cálculo de las tarifas a usuarios, y los cargos por el uso de redes.	24/06/2019

Fuente: Elaboración propia con información de (CREE, s/f-a)

En el Decreto PCM-010-2012, también conocido como el Plan Estratégico para la Gestión y Ahorro de Combustibles y Energía Eléctrica (Congreso Nacional, 2012) se introduce por primera vez el concepto de tarifas por bloque horario; en el Artículo 2, Sección 2, inciso a. En este Plan se incita a la ENEE a la elaboración y ejecución de estas. En este Decreto se proponía el uso de este tipo de tarifa como medida de ahorro energético para la disminución de la importación de los derivados del petróleo. Sin embargo, nunca se elaboró un reglamento para estas sino hasta siete años después.

En cuanto a la LGIE como se mencionaba anteriormente, vino a modernizar y reformar el subsector eléctrico. Con ello se establece formalmente la aplicación de tarifas que reflejen los costos de generación, transmisión, distribución y de proveer el servicio eléctrico en el Título VIII: REGIMEN TARIFARIO, FISCAL E IMPOSITIVO, CAPITULOS I-III. Bajo este título se encuentran algunas de las disposiciones de la ley en cuanto a la elaboración de tarifas que reflejen todos estos costos como ser el cálculo del costo base de generación que será elaborado por la ODS anualmente y el de Valor Agregado de Distribución. Indica también cada cuanto se deberán ajustar estos valores para mostrar cifras reales.

Después de la publicación de la LGIE, la CREE procedió con la elaboración de su propio reglamento interno como fue instruido en la LGIE. En este se habla de la independencia funcional y organización interna de este organismo. En cuanto a las funciones de los comisionados se instaura

que estos deben de "Cooperar con las organizaciones internacionales y locales correspondientes para el logro de los objetivos de modernización del Subsector Eléctrico y Mercado de Electricidad;"(CREE, 2015a).

En este sentido, se puede decir que cualquier implementación de una tarifa dinámica o modificación a esta debe de ser con asistencia de la CREE, ya sea para la elaboración, aplicación y/o socialización de esta. Ya que como se ha demostrado en secciones anteriores, la implementación de una tarifa dinámica implica una modernización de la infraestructura de la red eléctrica y una mayor participación del consumidor que resulta en cambios en el mercado eléctrico.

Para regular las disposiciones de la LGIE se elaboró también un reglamento, en este se instaura la creación de un reglamento específicamente para tarifas (CREE, 2015b). A parte de esto también resalta que dicho reglamento de tarifas debe de incluir las metodologías para el cálculo de todos los costos y establecer los parámetros que complementen dichos cálculos. A su vez, debe prever disposiciones para el establecimiento de tarifas en sistemas aislados.

Por otro lado, se elaboró un reglamento provisional en el 2016 para la implementación de las tarifas por bloque horario. Este y el Reglamento de Tarifas publicado en el 2019 pueden ser comparados ya que sirven para el mismo fin, que es establecer una tarifa por bloque horario. Sin embargo, se pueden observar muchas diferencias entre estos dos; producto de que el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales era una prueba para la implementación de la tarifa por bloque horario que nunca se llevó a cabo.

### 3.8.5. REGLAMENTO PARA EL CÁLCULO DE TARIFAS PROVISIONALES Y REGLAMENTO DE TARIFAS

Como se mencionaba en la sección anterior, estos dos reglamentos fueron creados con el mismo propósito, poder implementar la tarifa por bloque horario. Para servir este propósito, en ambas se establece la división de los bloques horarios, pero se pueden observar algunas leves diferencias entre estos dos.

**Tabla 5-Bloques horarios del Reglamento de Tarifas.**

Clase de Día	Período de Punta		Período Intermedio		Período de Valle	
	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario
Laborable	10	10 a 16 18 a 22	9	5 a 10 16 a 18 22 a 24	5	0 a 5
Sábado	2	12 a 13 19 a 20	16	6 a 12 13 a 19 20 a 24	6	0 a 6
Domingo o Feriado	0		8	11 a 13 17 a 23	16	0 a 11 13 a 17 23 a 24

Fuente: (CREE, 2019)

**Tabla 6-Bloques horarios del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales.**

Clase de Día	Período de Punta		Período Intermedio		Período de Valle	
	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario
Laborable	10	9 a 16 18 a 21	9	5 a 9 16 a 18 21 a 24	5	0 a 5
Sábado	2	11 a 12 19 a 20	16	6 a 11 12 a 19 20 a 24	6	0 a 6
Domingo o Feriado	0		8	11 a 13 17 a 23	16	0 a 11 13 a 17 23 a 24

Fuente: (CREE, 2016)

No obstante, el Reglamento de Tarifas indica que los bloques horarios de la Tabla 5 se utilizarán solamente mientras la ENEE no realice un Estudio de Caracterización de la Demanda. Al realizar este estudio, la ENEE establecerá nuevos bloques horarios dependiendo de las horas de demanda máxima que resulten.

En cuanto al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, este nos da la metodología a seguir para calcular el precio de la energía consumida por bloque horario para cada categoría.



Cabe destacar que en este reglamento se divide la red eléctrica por módulos (uno de generación, transmisión y distribución hasta llegar al consumidor) conectados entre sí. Debido a esto, todos los cálculos que la ENEE debe realizar deben de ser por módulos, por ejemplo, los de potencia y las potencias de pérdidas.

Por otro lado, el Reglamento de Tarifas es un poco más extenso ya que da lineamientos generales en cuanto al establecimiento de tarifas. Establece también lineamientos para los distintos reajustes que se darán a lo largo de cada ciclo tarifario. Y establece la metodología para el cálculo de los costos de generación, transmisión, distribución y operación y mantenimiento.

Es importante resaltar que el nuevo reglamento instaura la aplicación tanto de tarifas en dos partes como de tarifas en tres partes. Las de dos partes siendo aquellas que solo incluyen un cargo fijo mensual por costos asociados al suministro eléctrico y un cargo por la energía consumida. Mientras que las de tres partes incluyen estos dos cargos, más uno por potencia contratada. En caso de que la energía suministrada sea trifásica se incluye también un cargo por energía reactiva independientemente de la categoría tarifaria.

En fin, se puede concluir que estos dos reglamentos son muy diferentes. El Reglamento de Tarifas dicta tanto los principios como la metodología a seguir para la implementación de dos nuevas tarifas. Sin embargo, no incluye una metodología para calcular los precios de dichas tarifas que pagarán los consumidores. Por otro lado, el Reglamento de Cálculo de Tarifas Provisionales simplemente da la metodología para calcular los precios de una tarifa por bloque horario y dicta qué costos incurrirán en esta. No obstante, en ambos reglamentos se habla de las categorías tarifarias, estas son importantes ya que estas ayudan a asignar eficientemente los costos entre los distintos tipos de usuarios.

#### 3.8.6. CATEGORÍAS TARIFARIAS

En el Reglamento de Tarifas se utiliza el término de categorías tarifarias para designar los distintos tipos de consumo que sufre una empresa distribuidora (para el caso actual, esta sería la EEH). Por ende, se estará utilizando este término.

**Tabla 7-Categorías Tarifarias.**

<b>Reglamento de Tarifas</b>	<b>Aplicadas Actualmente</b>
Residencial: Binómica y por Bloque Horario	Residencial
General: Binómica y por Bloque Horario	Baja Tensión
Servicio Media Tensión	Media Tensión
Alumbrado Público	Alta Tensión

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 7 se muestran las categorías tarifarias instauradas por el Reglamento de Tarifas. Sin embargo, estas no estaban siendo aplicadas en el momento en que se realizó esta investigación. En su lugar, se utilizaban las de la columna "Aplicadas Actualmente" (ver Anexo 4).

Se puede observar que en el Reglamento de Tarifas no se incluye Alta Tensión, esto se debe a que los consumidores en esta categoría tarifaria califican automáticamente como Consumidores Calificados. Este mismo reglamento define a dichos consumidores como aquellos que sobrepasan la demanda fijada por la CREE. Dicho valor todavía no ha sido establecido, debido a esto, actualmente la CREE está trabajando en una norma técnica para regular este tipo de agentes del mercado. A su vez, en el CAPITULO IV, Artículo 18 del Reglamento de la LGIE, se enlistan ciertos requisitos a cumplir para pasar a ser un Consumidor Calificado.

Con respecto a el Reglamento de Tarifas, este no solo establece una tarifa por bloque horario, sino que también una por bloques crecientes. Indica que esta se estará aplicando a las categorías tarifarias de Residencial y General (Baja Tensión) específicamente para consumos mensuales debajo de los 500 kWh.

Por otro lado, en la actualidad no se exigen requisitos técnicos para estar en cierta categoría tarifaria (Tabla 7, columna "Aplicadas Actualmente"). El consumidor puede elegir en cual estar dependiendo de cuál le convenga más. Es decir, cual le resulte más asequible. Por ejemplo, un consumidor del sector comercial podría encontrarse en la categoría de Baja o Media Tensión. Con la excepción de Alta Tensión, en la cual solo consumidores del sector industrial pueden estar.

Dicho esto, para poder optar a la categoría tarifaria en Media Tensión se deben de presentar los siguientes requisitos (Velásquez, 2020):

- Estar medidos en Media Tensión
- Garantía bancaria vigente
- Nota de solicitud para cambio de categoría tarifaria
- Copia escritura
- Copia de la constitución de la empresa
- RTN de la empresa
- RTN del representante legal
- Cédula de identidad

### 3.8.7. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE HONDURAS

El transporte de la energía eléctrica representa un importante proceso para facilitar el suministro eléctrico. El sistema de transmisión consiste en transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de consumo recorriendo largas distancias procurando tener las menores pérdidas posibles. La transmisión inicia desde las subestaciones de las generadoras que cuentan con transformadores elevadores capaces de aumentar el voltaje para conectarse a las líneas de transmisión. Estas líneas de transmisión utilizan conductores como ser cables de acero, aluminio o cobre y torres de transmisión.

La aplicación de transformadores para la transmisión es importante debido a que optimiza el proceso reduciendo las pérdidas. Las pérdidas de energía se pueden presentar a lo largo del sistema de suministro de energía eléctrica, en otras palabras, también se pueden dar en la distribución.

Durante el transporte de la energía existen pérdidas que impiden que la energía entregada llegue a los consumidores por la resistividad (Cañar Olmedo, 2007). La resistividad es el comportamiento que tiene un material cuando la energía pasa por este, de esto podríamos deducir si un material puede ser útil para conducir energía o no. Estas pérdidas se pueden dividir en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas están relacionadas directamente a la optimización de la estructura del sistema eléctrico principalmente en la etapa de transmisión de energía mediante

los conductores. Por otro lado, las pérdidas no técnicas están vinculadas a la incapacidad de la medición y facturación de la energía (Tama, 2018).

La ENEE es la empresa encargada temporalmente de la red de transmisión hasta que se pueda constituir la Empresa de Transmisión ENEE que establece el Artículo 29 de la LGIE (ODS, 2019). Por otra parte, en el año 2016 se le adjudicó a la EEH la operación del Sistema de Distribución Nacional de Honduras. El propósito de ésta es poder operar y mantener la red de distribución eléctrica, reducir pérdidas y mejorar la comercialización.

Según ENEE en su Plan Indicativo de Expansión en el Sistema de Transmisión y Distribución, en Honduras existen cinco niveles de tensión que son 230, 130, 69, 34.5 y 13.8 kV utilizados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica. El exgerente de la ENEE Jesús Mejía durante su gestión indicó que las líneas de transmisión están muy deterioradas y debido a esto la empresa se ve obligada a realizar racionamientos.

A lo largo del año 2017 se lograron ejecutar más de 6,704 actividades de mantenimientos preventivos y correctivos de más de 60 mil kilómetros de red de distribución de media y baja tensión, que se encontraban en precarias condiciones por décadas de descuido. Asimismo, se alcanzó la recuperación de 4.05% de pérdidas en distribución que representan más de L. 1,200 millones en beneficio de la estatal eléctrica y un índice del 95.85% de recaudo (EEH, 2018).

En el año 2018 la EEH logró resumir su plan para continuar con la reducción de pérdidas. El desarrollo de este plan comprendía la instalación de medidores inteligentes a los consumidores sin ningún costo adicional para prevenir facturas promediadas. Los primeros consumidores que recibieron los medidores inteligentes fueron los que tenían un alto consumo debido a que ellos representan más del 50% del consumo de energía del país (Hondudiaro, 2018). Hasta la fecha no se ha logrado la transición total a medidores inteligentes. Dificultando la implementación de una tarifa dinámica como la tarifa por bloque horario.

El ODS ha elaborado un plan de expansión para asegurar que el suministro eléctrico sea entregado de manera eficaz y con calidad. Para la elaboración de el plan de expansión se necesita tomar en cuenta los proyectos para la expansión a corto plazo y los proyectos a ejecutarse a un mediano y largo plazo. Los proyectos de expansión de la red de transmisión que tienen mayor prioridad son

los que podrán suministrar la demanda de la zona norte del país debido a que actualmente no se puede realizar una transferencia de la energía del sur al norte. A mediano y largo plazo se incluyen todos los proyectos que tienen como objetivo poder aumentar la capacidad para transportar la energía y que no pueden ser desarrollados a corto plazo (ODS, 2019).

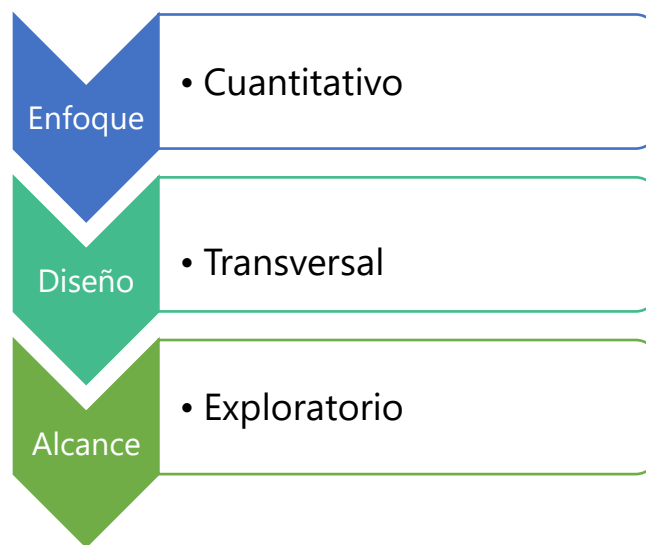
La implementación de la tarifa por bloque horario podría representar un rasurado de los picos de demanda debido a que los consumidores se verán impulsados a modificar sus patrones de consumo. Por lo tanto, esto representaría un descongestionamiento de la red eléctrica. Descartando la necesidad de realizar racionamientos en horas de demanda alta e inclusive la necesidad de invertir a corto plazo en las redes de transmisión y distribución para suministrar la demanda en horas punta.

## IV. METODOLOGÍA

En este capítulo se describe la perspectiva utilizada para abordar este trabajo de investigación, así como las variables identificadas. Asimismo, se exponen las técnicas, instrumentos, materiales, y población y muestra utilizados y el procedimiento a seguir para el desarrollo de este.

### 4.1. ENFOQUE

Este proyecto se realizó con un enfoque cuantitativo. Se utilizó este enfoque ya que nos basamos en la recolección de datos para dictaminar que tarifa es más conveniente. En este enfoque se establecen las variables que se desea medir y luego se traza un plan o diseño y con base en la medición y análisis numérico se observa el cambio en dichas variables. Por último, se analizan las mediciones obtenidas y se establecen conclusiones respecto a esto (Sampieri et al., 2010).



**Ilustración 7-Esquema metodológico del proyecto.**

Fuente: Elaboración propia

El trabajo sería no experimental ya que las variables independientes no se manipulan de forma intencional. La razón de basarse en un diseño no experimental es porque se busca obtener datos empíricos lo más cercanos a la realidad posible, por esto no se estarán manipulando las variables. Por ejemplo, se utilizó el Reglamento de Tarifas ya existente y los perfiles de carga de cada sector fueron obtenidos después de haber sido realizado el consumo eléctrico.

En cuanto al diseño este sería transversal como se menciona en la Ilustración 7. Esto se debe a que se recolectan los datos en un solo momento y su propósito es describir variables y analizar la interdependencia entre ellas en un momento dado (Sampieri et al., 2010).

El alcance sería exploratorio debido a que el contexto de la tarifa por bloque horario no se ha desarrollado bien en la región y todavía no se ha implementado en Honduras. Por ende, sus impactos económicos en los sectores de consumo son desconocidos para el país. Por ser exploratorio, este trabajo no hace uso de hipótesis.

## **4.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN**

Las variables de investigación son todos aquellos valores, propiedades o características que pueden sufrir un cambio y que pueden observarse o medirse (Sampieri et al., 2010). Para el caso de este trabajo, las variables no fueron escogidas sino más bien dadas debido a que se encuentran en su contexto natural.

### 4.2.1. VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes son aquellas cuyo cambio influye en las dependientes para el caso de este trabajo son las siguientes:

- Precio de la energía eléctrica para una tarifa fija
- Precio de la energía eléctrica para una tarifa por bloque horario del 2016
- Marco Legal y Reglamentario
- Consumo eléctrico del sector residencial
- Consumo eléctrico del sector comercial
- Consumo eléctrico del sector industrial

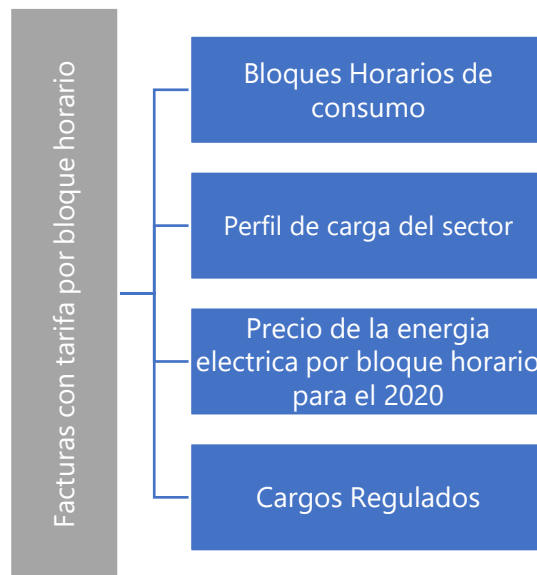
### 4.2.2. VARIABLES DEPENDIENTES

Como se mencionó anteriormente, las variables dependientes cambian en función de las independientes y son estas las que se investigan o miden. Se identificaron las siguientes:

- Facturas con tarifa fija para el sector residencial
- Facturas con tarifa fija para el sector comercial

- Facturas con tarifa fija para el sector industrial
- Facturas con tarifa por bloque horario para el sector residencial
- Facturas con tarifa por bloque horario para el sector comercial
- Facturas con tarifa por bloque horario para el sector industrial

Asimismo, como se muestra en la Ilustración 8, se identificaron algunas variables intermedias que trasladan el cambio de las independientes hacia las dependientes.

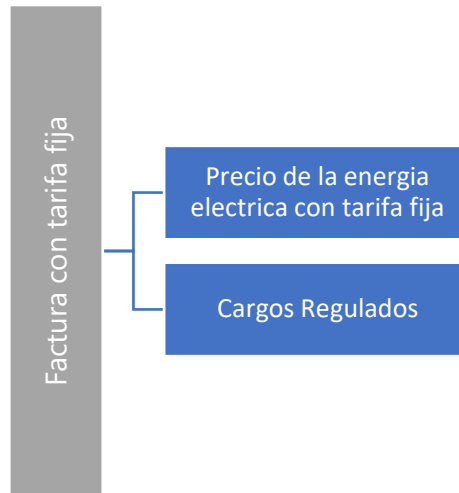


**Ilustración 8-Variables intermedias que afectan las facturas con tarifa por bloque horario.**

Fuente: Elaboración propia

Tanto los bloques horarios como los cargos regulados dependen del Marco Legal y Reglamentario ya que están estipulados en estos. En cuanto a los perfiles de carga de cada sector, estos dependen del consumo que haya en cada uno de los sectores. De la misma manera, los precios de la energía eléctrica por bloque horario para el 2020 que se calcularon dependían de los que se tenían para el 2016.





**Ilustración 9-Variables que componen la factura con tarifa fija.**

Fuente: Elaboración propia

En la Ilustración 9 se pueden apreciar las variables que componen la factura con tarifa fija. Esta tiene una relación directa con una de las variables independientes que es el precio de la tarifa fija y también con una variable intermediaria que son los cargos regulados.

### **4.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS**

En este apartado se expone cómo fue utilizado el instrumento para el desarrollo de este trabajo, y por qué se utilizó.

#### **4.3.1. INSTRUMENTOS**

Microsoft Office Excel 2016: Microsoft Excel fue la herramienta principal para el desarrollo de este proyecto. Por medio de él se descargaron los consumos y perfiles de carga mensuales y se realizaron los cálculos para las facturas tanto con tarifa fija como por bloque horario. También se utilizó para la elaboración de algunas graficas e ilustraciones contenidas en el trabajo.

### **4.4. MATERIALES**

Este trabajo hace uso de perfiles de carga mensuales de cada uno de los sectores de consumo. Estos perfiles de carga se obtuvieron de la EEH a excepción de uno que se consiguió directamente

con la empresa INVEMA. Sin estos no sería posible la aplicación de una tarifa por bloque horario debido a que es necesario conocer el momento en el que se realizó el consumo.

#### 4.5. POBLACIÓN Y MUESTRA

Los datos para el desenvolvimiento de esta investigación se obtuvieron de los municipios de Choloma (Ilustración 11 e Ilustración 15), San Pedro Sula (Ilustración 10, Ilustración 12 e Ilustración 14) y Puerto Cortés (Ilustración 13) ubicados en el departamento de Cortés, Honduras. La muestra elegida para la recopilación de datos son los consumidores del sector residencial, comercial e industrial. Los perfiles de cargas seleccionados representan circuitos restauradores e interruptores (a excepción del perfil de carga de INVEMA que representa solamente el consumo de esta empresa) que están constituidos exclusivamente por consumidores de cada sector y fueron los de la siguiente tabla:

**Tabla 8- Circuitos utilizados como muestra.**

<b>Sector</b>	<b>Nombre del circuito</b>	<b>Municipio</b>	<b>Categoría tarifaria</b>	<b>Mes analizado</b>
Residencial	LOS ALAMOS BER-L248	San Pedro Sula	Residencial	Junio 2020
	MONTERREY CHM-L216	Choloma	Residencial	Abril 2020
Comercial	EXTRACTORES FUENTES BER- L248	San Pedro Sula	Media Tensión	Junio 2020
	LA ISLA TSZ- L224	Puerto Cortés	Media Tensión	Abril 2020
Industrial	INVEMA	San Pedro Sula	Media Tensión	Julio 2020
	LVI-22L28	Choloma	Media Tensión	Julio 2020

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 10-Ubicación del circuito LOS ALAMOS BER-L248.**

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 11- Ubicación del circuito MONTERREY CHM-L216.**

Fuente: Elaboración propia



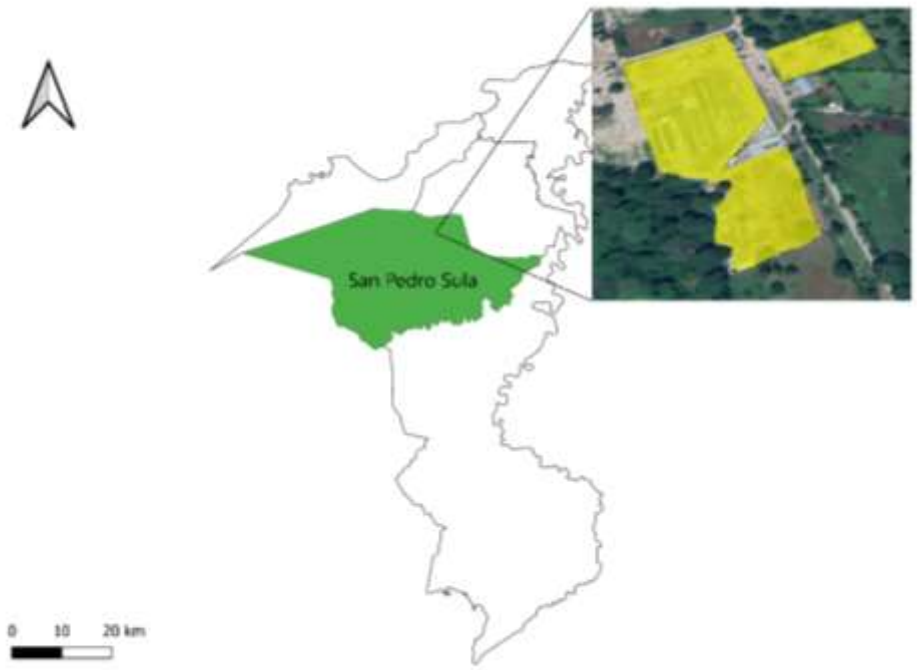
**Ilustración 12- Ubicación del circuito EXTRACTORES FUENTES BER-L248.**

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 13- Ubicación del circuito LA ISLA TSZ-L224.**

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 14-Ubicación de INVEMA.**

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 15-Ubicación del circuito LVI-22L28.**

Fuente: Elaboración propia

Para la realización de este estudio se seleccionó una muestra considerando el factor tiempo, por lo tanto, se considera una muestra no probabilística. Es decir, una muestra escogida por criterio propio o conveniencia.

Debido a que los perfiles de carga son mensuales, los criterios a tomar en cuenta para la elección del mes a analizar fueron:

- que este sea un mes reciente (respecto al tiempo en el que se realizó este trabajo)
- que tuviera la menor cantidad posible de datos no registrados.

Se escogieron los meses para cada perfil en base a esto ya que, en ciertas ocasiones, no quedan registrados los valores de consumo y eso representaría un análisis menos certero. Y tenían que ser meses recientes por la disponibilidad de los datos.

En el sector comercial, los circuitos seleccionados están constituidos en su mayor parte por cargas comerciales. Sin embargo, existen otros tipos de cargas que serán discutidas en la Sección 5.2.2.. Para efectos de esta investigación se asumirá que todas estas cargas están siendo alimentadas en Media Tensión como se muestra en la Tabla 9.

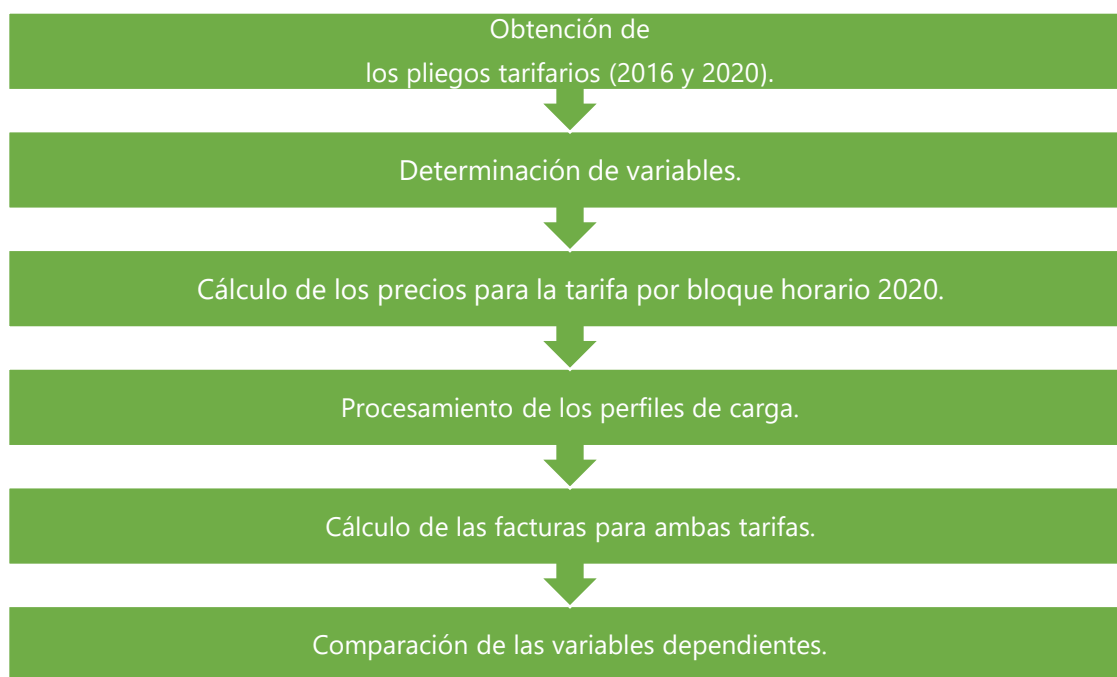
**Tabla 9- Circuitos por categoría tarifaria.**

<b>Categoría tarifaria</b>	<b>Residencial</b>	<b>Baja Tensión</b>	<b>Media Tensión</b>	<b>Alta Tensión</b>
<b>Circuito analizado</b>	-LOS ALAMOS BER-L248 -MONTERREY CHM-L216	-	-EXTRACTORES FUENTES BER-L248 -LA ISLA TSZ-L224 -INVEMA -LVI-22L28	-

Fuente: Elaboración propia

## 4.6. METODOLOGÍA DE ESTUDIO

En este apartado se describe el procedimiento realizado con ayuda de los instrumentos, técnicas materiales y estrategias metodológicas empleadas para la obtención de los datos necesarios para el cumplimiento de los objetivos de esta investigación. Se siguió el orden reflejado en la Ilustración 16.



**Ilustración 16-Metodología de estudio.**

Fuente: Elaboración propia

### 4.6.1. OBTENCIÓN DE LOS PRECIOS DE UNA TARIFA POR BLOQUE HORARIO PARA EL AÑO 2020

Para determinar los precios de la electricidad en los distintos bloques horarios para cada sector en los días de semana, sábados y domingos; se utilizó el modelo matemático de regla de tres. Se decidió utilizar este método ya que en el 2016 se elaboró un pliego tarifario para el bloque horario, pero desde entonces no se ha actualizado. Debido a la falta de precios para esta tarifa en el presente año, se creyó más acertado realizar un cálculo para extrapolar estos precios a un valor presente.

Se utilizó dicho pliego tarifario del 2016 para extrapolar los precios ya que solo la CREE maneja los datos específicos y metodología utilizados para poder establecer un precio para la energía eléctrica.

Los datos empleados para el año 2016 son los del pliego tarifario en el Anexo 1. Y los datos empleados para el año 2020 son los del Anexo 3 y Anexo 2. Para obtener los precios de la tarifa de la energía eléctrica en el periodo de punta, se utilizó la siguiente ecuación:

$$\text{Tarifa en punta para el 2020} = \frac{(\text{Tarifa fija para el 2020}) * (\text{Tarifa en punta para el 2016})}{\text{Tarifa fija para el 2016}}$$

**Ecuación 1- Cálculo de nueva tarifa en punta.**

Con el precio calculado anteriormente para el periodo de punta se procedió a determinar el precio de la energía eléctrica en el periodo intermedio. Utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Tarifa en intermedio para el 2020} = \frac{(\text{Tarifa en punta para el 2020}) * (\text{Tarifa en intermedio para el 2016})}{\text{Tarifa en punta para el 2016}}$$

**Ecuación 2- Cálculo de nueva tarifa en intermedio.**

Y por último con el precio calculado anteriormente para el periodo de intermedio se procedió a determinar el precio de la energía eléctrica en el periodo valle. Utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Tarifa en valle para el 2020} = \frac{(\text{Tarifa en intermedio para el 2020}) * (\text{Tarifa en valle para el 2016})}{\text{Tarifa en intermedio para el 2016}}$$

**Ecuación 3- Cálculo de nueva tarifa en valle.**

Este procedimiento del cálculo de la tarifa por bloque horario se repitió para todas las categorías tarifarias. Todo este procedimiento se hizo tanto para el mes de abril como para junio y julio ya que los precios de la energía en los pliegos tarifarios para el 2020 eran distintos para dichos meses.



#### 4.6.2. CÁLCULO DE LA FACTURA CON TARIFA POR BLOQUE HORARIO

Para obtener los valores de la factura, se utilizaron los perfiles de carga y se clasificaron los consumos dependiendo de la hora; siempre tomando en cuenta en qué tipo de día se realizó el consumo (laborables, sábado o domingo y feriados) para dividirlos en los distintos bloques horarios.

Para poder obtener la energía consumida en cada intervalo de tiempo (de 15 minutos para este trabajo) se hizo la siguiente operación:

$$\text{energía consumida}_{t_0,t_1} = e_{t_1} - e_{t_0}$$

#### **Ecuación 4 – Energía Consumida.**

En donde:

$\text{energía consumida}_{t_0,t_1}$  [kWh]= la energía consumida entre el  $t_0$  y  $t_1$ .

$e_{t_1}$  [kWh]= la energía acumulada hasta el momento  $t_1$ .

$e_{t_0}$  [kWh]= la energía acumulada hasta el momento  $t_0$ .

Es necesario hacer esto ya que, en los perfiles de carga obtenidos solamente se podía visualizar la energía que se consumió de forma acumulada. Es decir, esta energía se iba sumando con la del intervalo anterior. Por ende, era necesario hacer esta resta para saber cuánto era la energía que realmente se estaba consumiendo en cada intervalo.

Después de obtener la energía consumida, se sumaron los valores para obtener la energía consumida en el mes. Seguidamente se aplicó un filtro para poder clasificar las cifras de consumo en punta, intermedio o valle. Luego se sumaron dichas cifras para obtener el consumo mensual en cada bloque horario. Por último, después de obtener el consumo mensual de cada bloque horario se multiplicó por su respectivo precio. Este procedimiento se realizó para cada perfil de carga de todos los sectores.

Debido a que se cuenta con una cantidad limitada de datos de consumo por circuito, se utilizó la potencia máxima del respectivo mes para la factura. Este cargo solamente se aplicó para Media

Tensión. Se utilizó el precio de la potencia del Anexo 2, tomando en cuenta el mes analizado para cada circuito.

Pese a que el Reglamento de Tarifas establece una nueva metodología para calcular los costos que tienen que ser trasladados a la factura de los consumidores como ser:

- Costos de Administración Operación y Mantenimiento (CAOM)
- Costo Base de Generación
- Costos de Operación y Mantenimiento de la Transmisora.

No fue posible obtener los datos para calcular dichos costos. Como consecuencia, se aplicaron los cargos que se están aplicando actualmente en las facturas. Estos cargos serán los mismos tanto para las facturas con tarifa por bloque horario como para las facturas con tarifa fija calculadas. Se utilizaron los valores correspondientes a las fechas de consumo de cada perfil.

El cargo por comercialización también llamado cargo fijo lo establece la CREE y para los pliegos tarifarios tanto de enero-abril, mayo-junio y julio-septiembre 2020 es el mismo y es el siguiente:

**Tabla 10: Cargo fijo por categoría de consumo.**

<b>Categoría de consumo</b>	<b>Cargo fijo (L./Abonado)</b>
Residencial	54.57
Baja tensión	54.57
Media tensión	2,280.00
Alta tensión	5,700.00

Fuente: ("Informe Trimestral de Tarifas", s/f)

El cargo por regulación que se obtuvo en cada factura representa el 0.25% del subtotal de dicha factura. Este es un valor provisional que la CREE utiliza hasta que establezcan uno nuevo.

#### 4.6.3. CÁLCULO DE LA FACTURA CON TARIFA FIJA

Para obtener la energía mensual consumida se sumó toda la energía reflejada en el perfil de carga. Ya que este muestra el consumo de un mes. Se utilizaron los mismos precios de potencia del Anexo 2 para esta factura, siempre tomando en cuenta el mes en el que se analizaron los circuitos.

El cargo por comercialización utilizado es el mismo que se utilizó para la factura con tarifa por bloque horario que se encuentra en la Tabla 10.

Al igual que en la Sección 4.6.2., el cargo por regulación que se obtuvo representa el 0.25% del subtotal de la factura que se calculó. De igual forma que con la factura por bloque horario, se calculó una factura con tarifa fija para cada uno de los circuitos de los respectivos sectores.

#### 4.6.4. COMPARACIÓN DE AMBAS TARIFAS

Después de obtener los montos de las facturas con cada una de las tarifas se procedió a calcular el porcentaje de diferencia entre ellas. Se hizo siguiendo la siguiente ecuación:

$$diferencia = \frac{(T_f - T_{bh})}{T_f}$$

#### **Ecuación 5- Diferencia entre ambas tarifas.**

En donde:

Diferencia [%]= es el porcentaje de diferencia entre la tarifa por bloque horario con respecto a tarifa fija.

$T_f$  [L.] = monto final de la factura con tarifa fija.

$T_{bh}$  [L.] = monto final de la factura con tarifa por bloque horario.

Seguidamente, se procedió a calcular el porcentaje promedio de ahorro para cada uno de los sectores. Utilizando la siguiente ecuación:

$$Promedio = \frac{Diferencia A + Diferencia B}{2}$$

#### **Ecuación 6- Promedio de los porcentajes de diferencia.**

En donde:

Promedio [%] = es el porcentaje que indica el ahorro promedio que puede tener un consumidor de un determinado sector.

Diferencia A [%] = porcentaje de diferencia entre la tarifa por bloque horario con respecto a tarifa fija para el circuito A.

Diferencia B [%] = porcentaje de diferencia entre la tarifa por bloque horario con respecto a tarifa fija para el circuito B.

A su vez, se calculó el monto promedio para cada uno de los sectores. Haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$\text{Monto promedio} = \frac{\text{Diferencia del circuito A} + \text{Diferencia del circuito B}}{2}$$

**Ecuación 7- Monto promedio de las diferencias.**

En donde:

Monto promedio [L.] = monto que indica el ahorro promedio que puede tener un consumidor de un determinado sector.

Diferencia del circuito A [L.] = es la resta del monto de la factura con tarifa fija y el monto de la factura con tarifa bloque horario para el circuito A.

Diferencia del circuito B [L.] = es la resta del monto de la factura con tarifa fija y el monto de la factura con tarifa bloque horario para el circuito B.

#### 4.7. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

La Tabla 11 muestra las actividades llevadas a cabo en orden cronológico para la realización de este proyecto de investigación.

**Tabla 11: Cronograma de Actividades.**

Actividad para la elaboración del proyecto de investigación	Semanas									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Introducción										
Definir tema de investigación	■							■		
Planteamiento del problema	■									
Marco Teórico	■	■								
Metodología			■							
Análisis de perfiles de carga				■	■					
Elaboración de facturas eléctricas				■	■					
Resultados y Análisis					■	■				
Conclusiones							■			
Recomendaciones							■			
Bibliografía		■	■							
Anexos				■	■	■				
Artículo Científico								■	■	
Pre-defensa										■

## V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos siguiendo la metodología antes expuesta. De igual forma se pretende analizar estos resultados con el fin de responder las preguntas de investigación. Los resultados se presentarán en dos partes. La primera parte será la presentación de precios de la tarifa por bloque horario para cada una de las categorías tarifarias.

Para la segunda parte se hará una comparación y evaluación de las facturas eléctricas con ambas tarifas para los sectores residencial, comercial e industrial. Aquí es importante recordar que tanto el sector comercial como el industrial analizados en esta investigación se encuentran en Media Tensión. Al finalizar este capítulo se enlistan también las limitaciones que se tuvieron a la hora de realizar esta investigación.

### 5.1. PRECIOS POR BLOQUE HORARIO PARA LAS DISTINTAS CATEGORÍAS TARIFARIAS

A continuación, se presentan los precios de la energía eléctrica obtenidos para la tarifa por bloque horario utilizando la metodología de la Sección 4.6.1.. Cabe destacar que Residencial se refiere tanto a la categoría tarifaria como al sector de consumo bajo dicha categoría.

#### 5.1.1. RESIDENCIAL

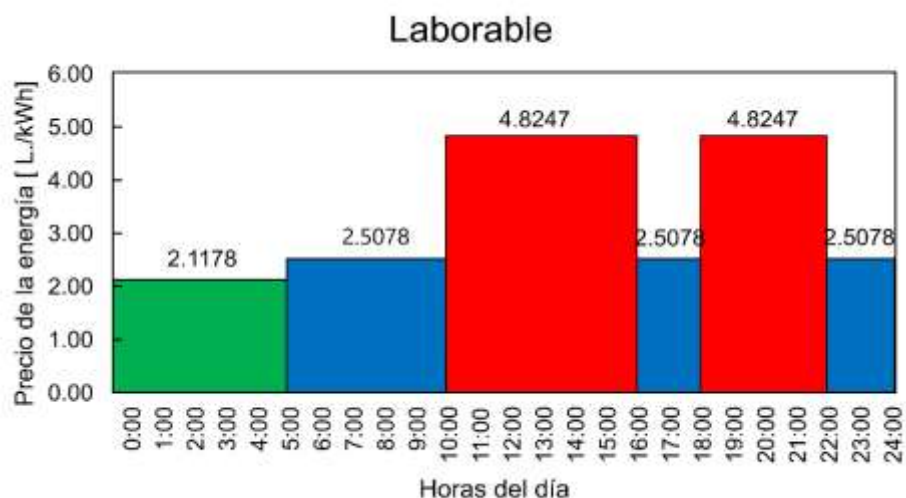
Debido a los criterios de selección para los perfiles de carga (Sección 4.5.), se analizaron meses diferentes para este sector. Estos van acordes a la Tabla 8. Por ende, se presentan los precios por bloque horario para dos meses distintos de esta categoría tarifaria.

**Tabla 12- Precios utilizados para las facturas del sector residencial.**

<b>Mes</b>	<b>Precio del pliego tarifario en el 2020 [L./kWh]</b>	<b>Precios para los bloques horarios [L./kWh]</b>
Abril	Menor a 50 kWh: 4.0088 Mayor a 50 kWh: 5.2164	Punta: 5.7009 Intermedio: 2.9632 Valle: 2.5024
Junio	Menor a 50 kWh: 3.3926 Mayor a 50 kWh: 4.4147	Punta: 4.8247 Intermedio: 2.5078 Valle: 2.1178

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 12 se enlistan los precios utilizados en el cálculo de las facturas para el sector residencial. En la Ilustración 17, Ilustración 18 e Ilustración 19 se puede observar la distribución de los precios para el mes de junio 2020 por bloques horarios dependiendo del tipo de día. Los bloques horarios utilizados son los de la Tabla 5.



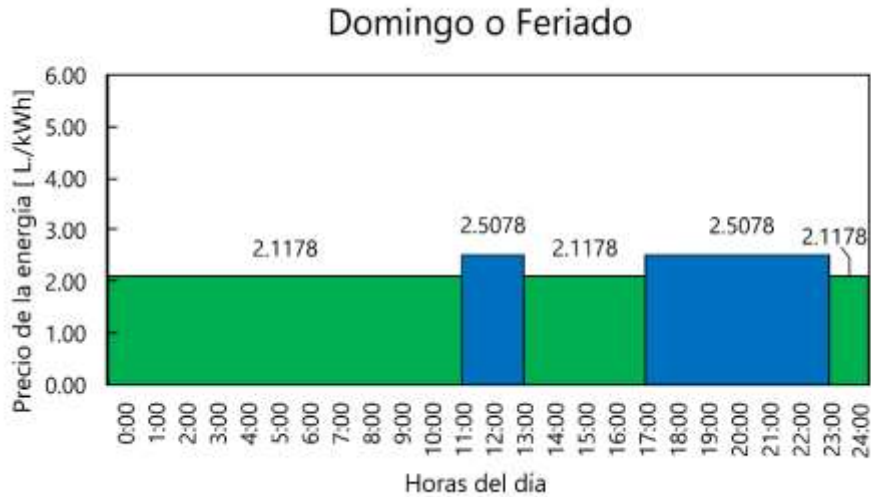
**Ilustración 17-Precios de la tarifa por bloque horario un día laborable para residencial con respecto al mes de junio.**

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 18-Precios de la tarifa por bloque horario un sábado para residencial con respecto al mes de junio.**

Fuente: Elaboración propia

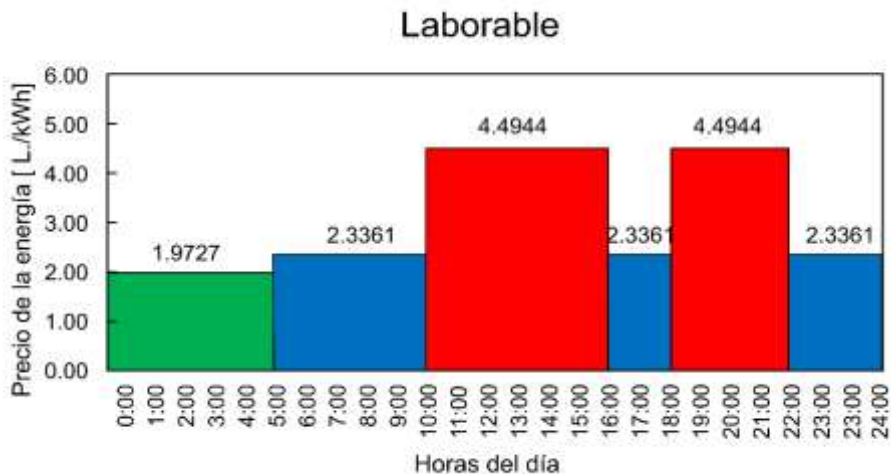


**Ilustración 19-Precios de la tarifa por bloque horario un domingo o feriado para residencial con respecto al mes de junio.**

Fuente: Elaboración propia

#### 5.1.2. BAJA TENSIÓN

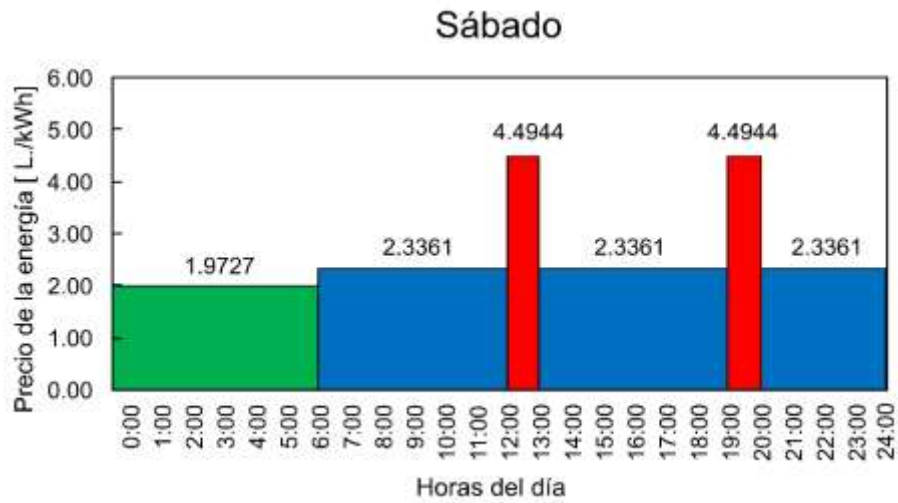
En este trabajo no se utilizaron los precios para Baja Tensión dado que ninguno de los circuitos se encontraba en esta categoría tarifaria. Sin embargo, se calcularon los precios para cada bloque horario con respecto al pliego tarifario del mes de junio 2020. La distribución de dichos precios para cada tipo de día se puede observar en la Ilustración 20, Ilustración 21 e Ilustración 22.



**Ilustración 20-Precios de la tarifa por bloque horario un día laborable para baja tensión con respecto a junio.**

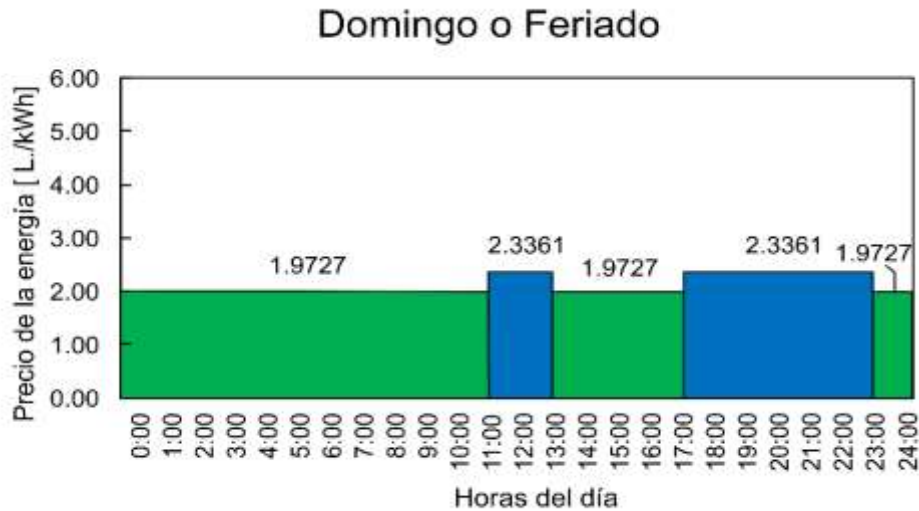


Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 21- Precios de la tarifa por bloque horario un sábado para baja tensión con respecto a junio.**

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 22- Precios de la tarifa por bloque horario un domingo o feriado para baja tensión con respecto a junio.**

Fuente: Elaboración propia

### 5.1.3. MEDIA TENSIÓN

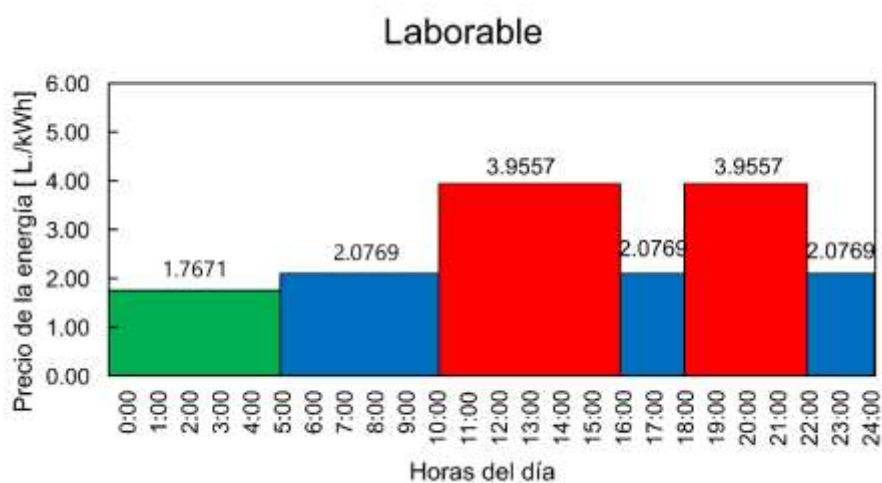
En esta categoría tarifaria se encuentran los sectores comercial e industrial analizados. Y de igual forma que con los perfiles de carga para el sector residencial, se analizaron meses diferentes para estos sectores. Estos se pueden observar en la Tabla 8. Por ende, se presentan los precios por bloque horario para tres meses distintos para esta categoría tarifaria.

**Tabla 13- Precios utilizados para las facturas del sector comercial e industrial.**

Mes	Precio del pliego tarifario en el 2020 [L./kWh]	Precios para los bloques horarios [L./kWh]
Abril	3.3617	Punta: 4.9575 Intermedio: 2.6029 Valle: 2.2147
Junio	2.6824	Punta: 3.9557 Intermedio: 2.0769 Valle: 1.7671
Julio	2.5040	Punta: 3.6927 Intermedio: 1.9388 Valle: 1.6496

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 13 se encuentra la distribución de los precios para los meses analizados para el sector comercial e industrial. En la Ilustración 23, Ilustración 24 e Ilustración 25 se puede observar la distribución de los precios para el mes de junio 2020 por bloques horarios dependiendo del tipo de día. Los bloques horarios utilizados para media tensión son los de la Tabla 5.



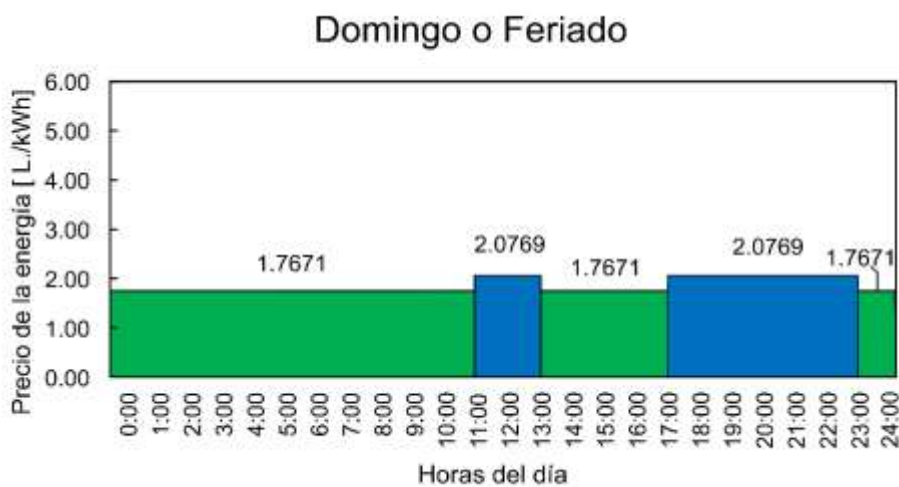
**Ilustración 23- Precios de la tarifa por bloque horario un día laborable para media tensión con respecto a junio.**

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 24- Precios de la tarifa por bloque horario un sábado para media tensión con respecto a junio.**

Fuente: Elaboración propia

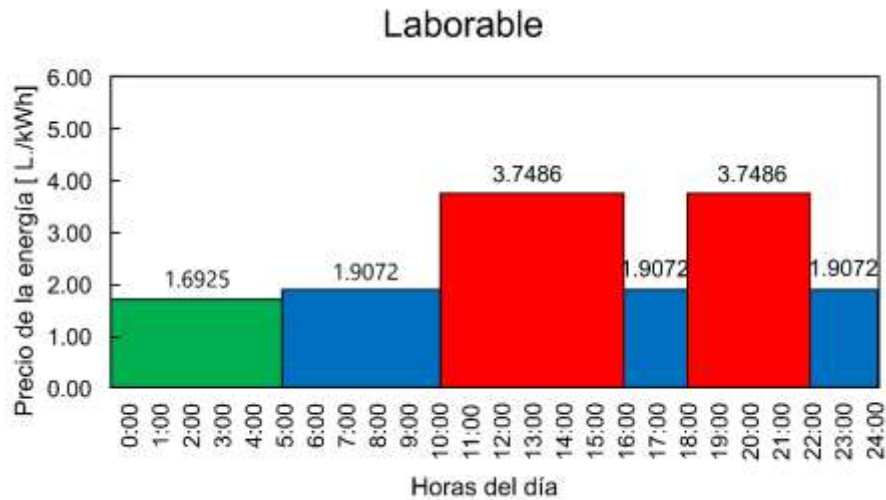


**Ilustración 25- Precios de la tarifa por bloque horario un domingo o feriado para media tensión con respecto a junio.**

Fuente: Elaboración propia

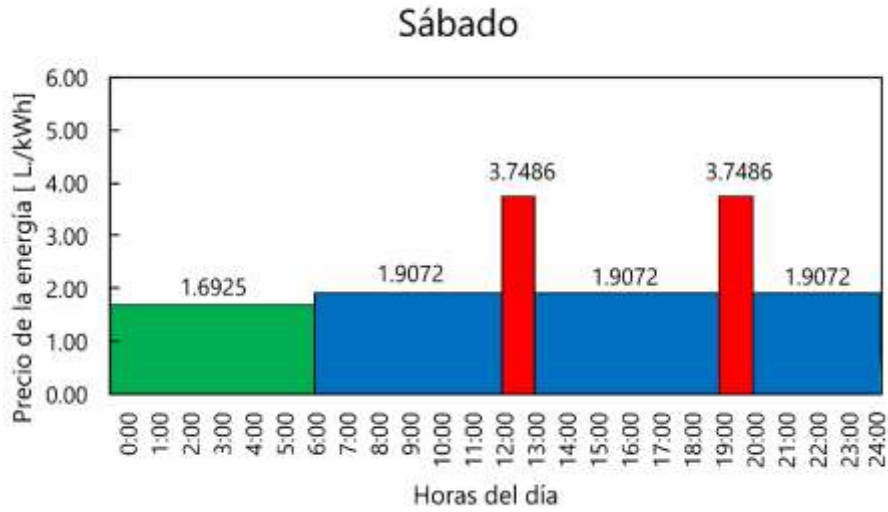
#### 5.1.4. ALTA TENSIÓN

Para el análisis que se desarrolló en esta investigación no se utilizaron los precios para Alta Tensión. Sin embargo, fueron calculados con respecto al mes de junio 2020. La distribución de dichos precios para cada tipo de día se puede observar en Ilustración 26, Ilustración 27 e Ilustración 28.



**Ilustración 26- Precios de la tarifa por bloque horario un día laborable para alta tensión con respecto a junio.**

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 27- Precios de la tarifa por bloque horario un sábado para alta tensión con respecto a junio.**

Fuente: Elaboración propia



**Ilustración 28- Precios de la tarifa por bloque horario un domingo o laborable para alta tensión con respecto a junio.**

Fuente: Elaboración propia

## 5.2. COMPARACIÓN Y EVALUACIÓN DEL CONSUMO APLICANDO AMBAS TARIFAS ELÉCTRICAS

**Tabla 14- Resultados de las facturas con ambas tarifas.**

Sector evaluado	Consumo mensual [kWh]	Factura con tarifa fija [L.]	Factura con tarifa horaria [L.]	Diferencia [%]
Residencial (ALAMOS BER-L248)	773,760 kWh	L. 4,274,171.65	L. 3,035,239.22	28.98%
Residencial (MONTERREY CHM-L216)	1,450,122 kWh	L. 8,006,590.80	L. 5,741,115.88	28.29%
Comercial (EXTRACTORES_FUENTES BER-L248)	3,017,720 kWh	L. 12,594,150.94	L. 12,660,856.38	-0.52%
Comercial (LA ISLA TSZ-L224)	625,440 kWh	L. 2,882,870.05	L. 2,889,927.78	-0.24%
Industrial (INVEMA)	668,830.97 kWh	L. 2,919,197.51	L. 2,828,014.74	3.12%
Industrial (LVI-22L28)	2,682,428 kWh	L. 8,431,103.75	L. 7,782,746.13	7.69%

Fuente: Elaboración propia

Según los resultados en la Tabla 14, se puede observar que para el sector residencial la aplicación de la tarifa por bloque horario sería una buena oportunidad de ahorro. En el primer circuito residencial existe un ahorro del 28.98% que representa alrededor de L. 1,238,932.43. Para el segundo circuito residencial el ahorro fue de 28.29% que representa aproximadamente L. 2,265,474.92. Estas son cifras significativas tomando en cuenta que no hubo un cambio en los patrones de consumo ya que si hubiera un mejor manejo de las cargas habría un ahorro mayor.

En cuanto a los resultados obtenidos para los circuitos del sector comercial se puede observar que en la columna de diferencia los valores son negativos, esto es debido a que no hubo un ahorro al implementar la tarifa por bloque horario. Es decir, se está pagando un 0.52% y un 0.24% más con la tarifa por bloque horario que con la tarifa fija. Para el primer circuito el 0.52%

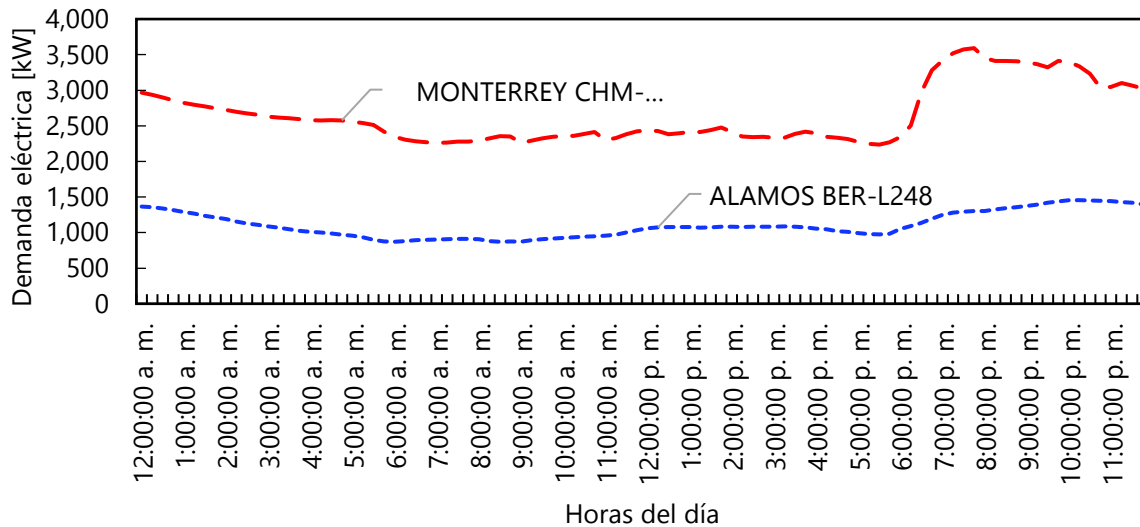
representaría aproximadamente L. 66,705.44. En cuanto al segundo circuito el 0.24% representaría alrededor de L. 7,057.73. En el sector comercial la mayor parte del consumo se da en las horas intermedio y punta, que serían algunas horas de la mañana y tarde.

En los resultados del sector industrial se puede observar que hubo cierta cantidad de ahorro en contraste con el sector comercial en el cual más bien hubo un alza en el monto total a pagar. Esto puede deberse a que en el sector industrial hay más consumo en las horas valle e intermedio que suelen ser en la noche y madrugada (como se puede observar en los perfiles de cargas en los Anexos). En el primer circuito industrial existe un ahorro del 3.12% que representa alrededor de L. 91,182.77. Para el segundo circuito el ahorro fue de aproximadamente L.648,357.62 que representa el 7.69%. El porcentaje de diferencia podría aumentar aún más en este sector si se desplazaran cargas y procesos a horas valle.

#### 5.2.1. SECTOR RESIDENCIAL

Para el circuito de LOS ALAMOS BER-L248 la demanda máxima promedio se dio un miércoles a las 10:00 pm y fue de 1,548 kW. Cabe recalcar que los perfiles de carga para esta investigación representan circuitos. A su vez, este circuito está conformado por dos colonias y dos residenciales. A partir de las 10:00 pm hasta las 2:00 am se da una gran cantidad de consumo como se puede observar en los Anexos 17-23. Y debido a que estas son horas intermedias y valle, el consumo resulta ser más barato con una tarifa por bloque horario que con la tarifa fija. De igual forma, en las horas intermedio se da la mayor parte de consumo como se puede observar en la gráfica del Anexo 5.

En la Ilustración 29 se pueden observar las curvas típicas promedio de consumo para los días laborables. En el sector residencial se presentan dos grandes picos, uno en la noche y otro en la madrugada, durante el día existen pequeñas variaciones de demanda eléctrica.



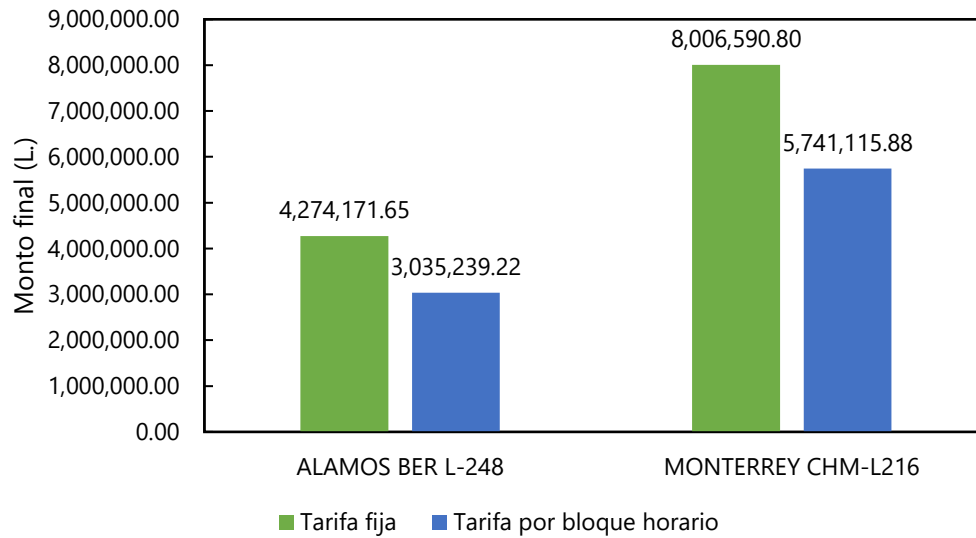
**Ilustración 29- Curva típica de consumo de los circuitos del sector residencial para un día laborable.**

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al circuito de MONTERREY CHM-L216, este está compuesto de una residencial y nueve aldeas. Es por esto por lo que su consumo de energía es casi el doble que el de ALAMOS BER-L248. Esto se puede observar claramente en la Ilustración 29 y se refleja en los montos a pagar mostrados en la Ilustración 30 así como en su demanda máxima promedio. Esta demanda máxima se presentó un miércoles a las 8:45 pm siendo de 3,758 kW. El consumo de este circuito en particular presenta variaciones bruscas de picos y valles entre los días laborables. En cambio, los consumos para los sábados y domingos son bastante similares.

Tomando en cuenta la Tabla 12, en MONTERREY CHM-L216 se utilizó el mes de abril 2020 y para ALAMOS BER L-248 se utilizó el mes de junio 2020, por ende, existe una diferencia en los precios de 15.36%. Es decir, es 15.36% más caro en abril que en junio. Debido a esto, en la Tabla 14 la diferencia para MONTERREY CHM-L216 es un poco menor a la de ALAMOS BER L-248 a pesar de que el consumo de este es casi el doble (debería de ser igual o mayor si se aplicaran los mismos precios). El conjunto de los circuitos de este sector tuvo un ahorro promedio con la tarifa por bloque horario de 28.635% (L. 1,752,203.67).





**Ilustración 30- Montos de las facturas para el sector residencial.**

Fuente: Elaboración propia

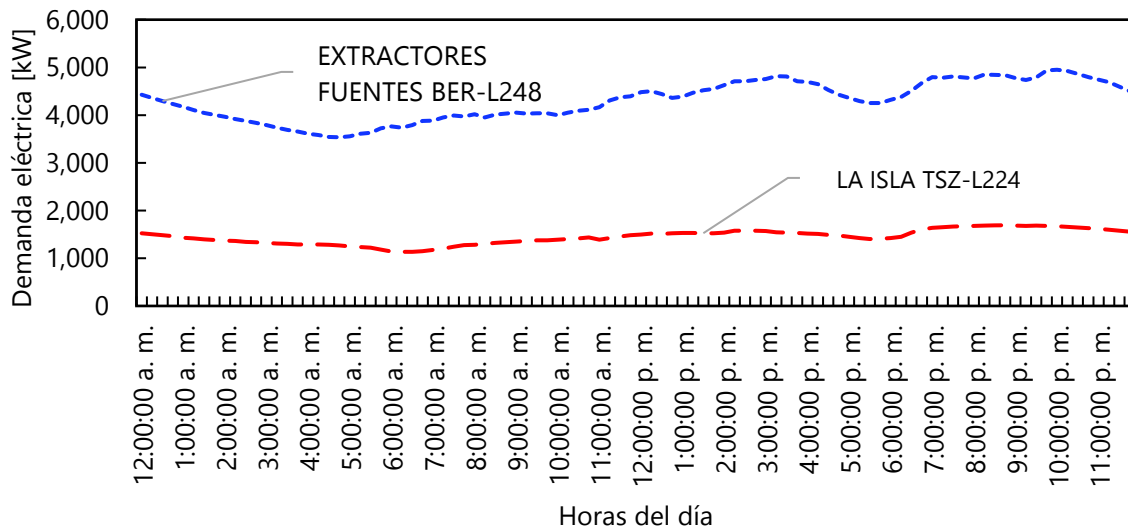
A diferencia de los otros sectores, en el residencial el 67.5% del consumo se da entre horas intermedio y valle sin siquiera mover cargas. Y es en este sector que existe mayor posibilidad de que los consumidores puedan desplazar ciertas cargas o posponer ciertos consumos a las horas valle o intermedio. Aumentando así la posibilidad de ahorros ya que, como se menciona en la Sección 3.6.2., la tarifa por bloque horario hace que la factura de los consumidores sea mayor si estos no regulan sus cargas durante el día.

### 5.2.2. SECTOR COMERCIAL

Para poder entender de mejor manera los resultados obtenidos, es necesario conocer el tipo de cargas conectadas a cada uno de los circuitos seleccionados para este sector. EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248 está compuesto de dos universidades, edificios de oficinas, un centro comercial y una pequeña fábrica de extractores. En el mes analizado para este circuito, la mayor parte del consumo lo hicieron los edificios de oficinas dado que los demás lugares permanecían cerrados al público por la pandemia del COVID-19.

En cuanto a LA ISLA TSZ L-224, este circuito se compone de tres hoteles, una gasolinera, un supermercado, un banco, un restaurante, un hospital, cuatro barrios y una embotelladora, sin embargo, esta última no estaba en operación en el mes analizado (abril) debido a la pandemia

del COVID-19. A pesar de alimentar varias cargas no comerciales, estos dos circuitos eran las dos mejores opciones para representar el sector comercial. Durante el procesamiento del perfil de carga mensual se observaron intervalos de tiempo para varios días en los cuales la energía era cero. Esta situación puede deberse a cortes del suministro eléctrico, ya sea por mantenimiento o alguna falla.



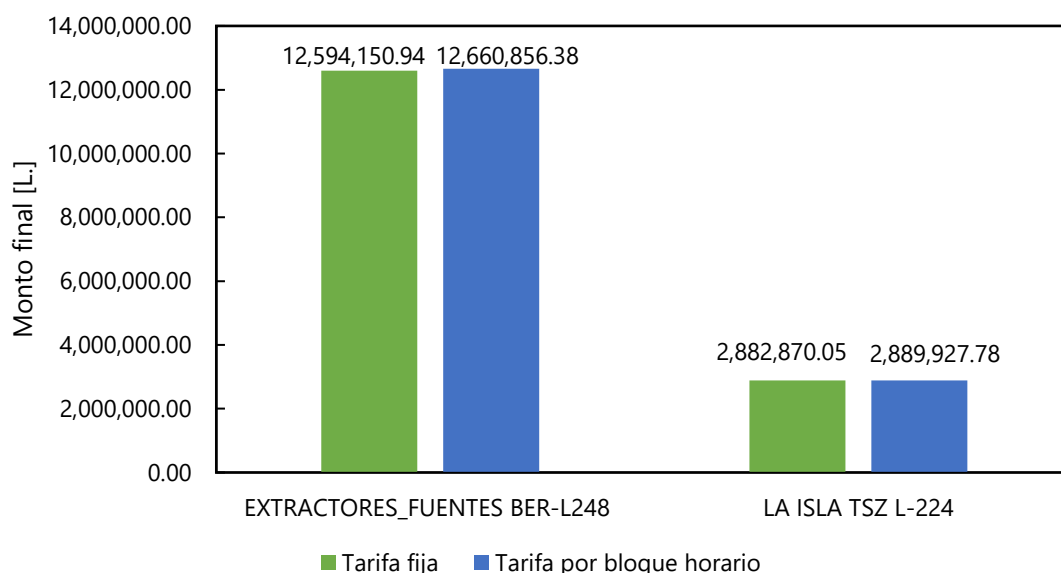
**Ilustración 31- Curva típica de consumo de los circuitos del sector comercial para un día laborable.**

Fuente: Elaboración propia

En la Ilustración 31 se presentan las curvas típicas promedio de consumo para los días laborables. Para el sector comercial, los circuitos seleccionados presentan un consumo las 24 horas del día como se puede observar en esta ilustración. Debido a la naturaleza de las cargas el consumo que realizan estos circuitos es bastante uniforme durante el día.

La demanda máxima promedio para EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248 se presentó un miércoles a las 4:00 pm y fue de 5,281 kW. En los Anexos 31-37 se puede observar que la curva de estos perfiles de carga es bastante uniforme ya que los edificios de oficinas trabajan a lo largo de la semana durante todo el día. Debido a esto, el 37% de su consumo mensual se da en horas punta como se muestra en el Anexo 9. Estas dos son las razones por las cuales la diferencia de la Tabla 14 dio negativo.

En cuanto al circuito de LA ISLA TSZ L-224 la demanda máxima promedio se dio un jueves a las 8:15 pm y fue de 1708.62 kW. Cabe destacar que el consumo de EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248 es casi cinco veces más grande a pesar de que ambos son del sector comercial, debido a las razones antes expuestas. La diferencia entre los consumos de estos circuitos se puede observar más claramente en la Ilustración 32. En el circuito LA ISLA TSZ L-224 se realizó el 90% del consumo entre horas intermedio y punta como se puede observar en el Anexo 11. Por consiguiente, la factura por bloque horario resultó ser mayor que la factura con tarifa fija.



**Ilustración 32-Montos de las facturas para el sector comercial.**

Fuente: Elaboración propia

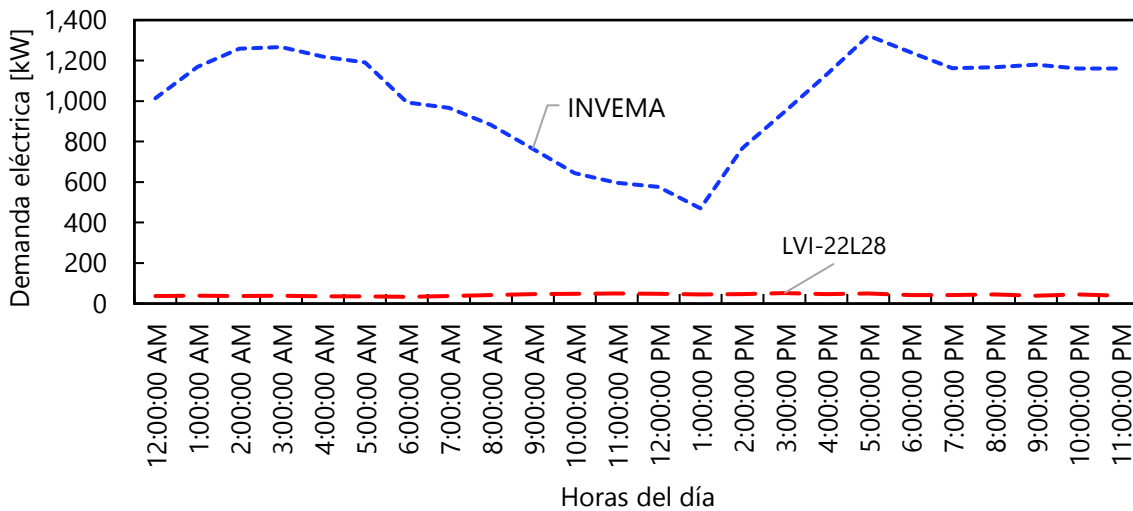
Al igual que en el sector residencial, este sector se analizó en dos meses distintos. Para EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248 se utilizó el mes de junio y para LA ISLA TSZ L-224 el mes de abril. En este último mes los precios con tarifa por bloque horario son 20.20% más elevados que en el mes de junio. Esto se puede observar en la Tabla 13. En este sector, el promedio del incremento en comparación con la tarifa fija fue de 0.38% (L. 36,881.58).

El sector comercial tiene menor flexibilidad al momento de mover sus cargas. Esto sucede porque los consumidores de este sector siguen un horario, por ende, mantienen un consumo fijo. Esto aplica especialmente para EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248 como se puede observar en la Ilustración 31 ya que este se mantiene dentro de cierto rango.

Como se mencionaba anteriormente estos circuitos realizaron mayor parte de su consumo en horas punta e intermedio. Reflejando así un aumento en su factura del 0.52% para EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248 y 0.24% para LA ISLA TSZ L-224 con respecto a la tarifa fija. Para lograr reducir este porcentaje se necesitaría implementar eficiencia energética ya que se presenta una inelasticidad en el consumo.

### 5.2.3. SECTOR INDUSTRIAL

Para este sector se utilizó un perfil de carga individual (INVEMA) y el de un circuito compuesto por 12 industrias y dos antenas de telefonía móvil (LVI-22L28). En la Ilustración 33 se pueden observar las curvas típicas promedio de consumo para los días laborables.



**Ilustración 33- Curva típica de consumo de los circuitos del sector industrial para un día laborable.**

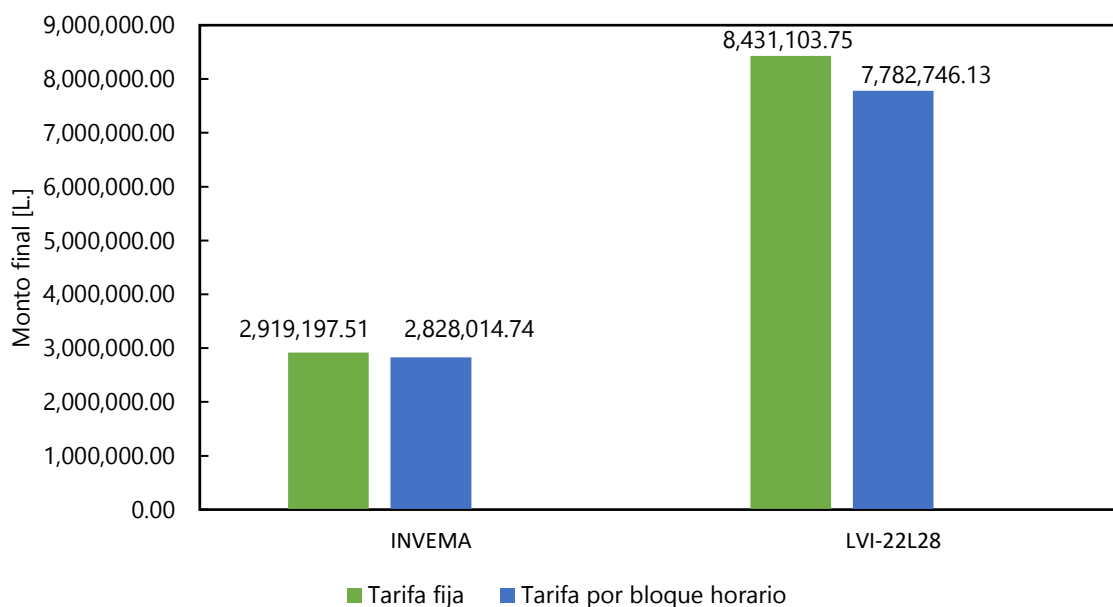
Fuente: Elaboración propia

La demanda máxima promedio para INVEMA fue de 1,506.41 kW un miércoles a las 2:00 am. Se puede deducir que esta industria cuenta con un sistema fotovoltaico debido a que en los perfiles de carga en los Anexos 45-51 se visualiza un valle en las horas donde suele darse una mayor producción para un sistema fotovoltaico. Así mismo, se puede inferir que se trabaja las 24 horas del día. Sin embargo, para los días sábado y domingo se reduce el rango de consumo. En esta

industria se percibe un ahorro en la factura con tarifa por bloque horario debido a que el 69% del consumo se da en horas intermedio y valle (ver Anexo 15).

En el circuito LVI-22L28 se presentó una demanda máxima promedio de 71.42 kW un martes a las 2:45 pm. Esta demanda máxima promedio resulta ser un valor bastante bajo para un circuito compuesto de tantas industrias. Esto podría deberse a que no todas estaban laborando (debido al COVID-19). Para los días laborables se puede observar que el consumo está dentro de cierto rango, pero existen varios picos que demuestran la diversidad de cargas (Anexos 52-58). Al igual que en el caso de INVEMA el consumo se reduce para los días sábado y domingo. Este circuito presenta un mayor ahorro en la factura con tarifa por bloque horario que INVEMA. Esto se debe a que el 51% de su consumo se da en horas valle. Este ahorro se puede observar en la Tabla 14 y la Ilustración 34.

A diferencia de los otros sectores, los circuitos se analizaron en el mismo mes (julio 2020). Por lo tanto, para este sector el precio de la energía eléctrica para la tarifa por bloque horario es el mismo para ambos circuitos (ver Tabla 13). Para este sector el promedio de ahorro con la tarifa por bloque horario fue de 5.405% (L. 369,770.19).



**Ilustración 34- Montos de las facturas para el sector industrial.**

Fuente: Elaboración propia

Para el caso de INVEMA, tomando en cuenta que los días sábado y domingo el rango de consumo disminuye. Y que actualmente solo el 28% del consumo se hace en horas valle, se podría posponer o desplazar algunos procesos que se llevan a cabo en los días laborables a los días sábado y domingo para aumentar este porcentaje y por ende el ahorro. El ahorro aumentaría ya que en estos días hay más horas intermedio y valle que es cuando el precio de la energía eléctrica es más barato. Se podría hacer un análisis costo-beneficio para saber si es factible o no, pagar horas extra a los empleados en estos días con el fin de aprovechar el ahorro que se podría tener con la tarifa por bloque horario.

Por otro lado, LVI-22L28 ya hace el 51% de consumo en horas valle. Así que, si ya no existiera la posibilidad de desplazar cargas o mover procesos a las horas intermedio y valle su posibilidad para percibir un ahorro mayor al 7.69% sería por medio de la eficiencia energética.

### 5.3. LIMITACIONES

En esta investigación se dieron ciertas limitaciones que se vieron reflejadas en los resultados. Estas son:

- Los perfiles de carga representan circuitos que están conformados por varios usuarios de la red. Esto es una limitación ya que como se explicó anteriormente, en el sector comercial había usuarios que no pertenecían a este sector.
- Actualmente se desconoce cómo se aplica exactamente el cargo por alumbrado público, y por esta razón se utilizó la metodología que planteó la Comisión Nacional de Energía.
- La pandemia del COVID-19 representó una limitación para esta investigación ya que los consumos se pudieron haber visto afectados. Para el sector residencial estos aumentaron ya que la mayoría de los usuarios permanecían a tiempo completo en sus hogares. Y para los sectores industrial y comercial estos pudieron haber disminuido ya que se solamente existía una apertura parcial.
- La pérdida de datos en los perfiles de carga: LA ISLA TSZ L-224 y LVI-22L28 pudieron haber afectado los resultados finales. Ya que, eso afectaba el consumo y por ende el monto a pagar en las facturas.
- De las últimas dos limitaciones se deriva una nueva limitación debido a que en algunos perfiles de carga no había consumo ya que la industria y el comercio estaban parcialmente abiertos. También en algunos meses había una gran cantidad de pérdida de datos. Por lo tanto, se tuvieron que seleccionar distintos meses para realizar el análisis.
- El reglamento de tarifas instaure que el sector residencial debe de pagar potencia contratada ya que la tarifa por bloque horario es de tres partes. Sin embargo, el sector residencial de la categoría tarifaria actualmente no paga por la potencia por ende no hay un precio para aplicar.
- La falta de asignación de precios para la potencia en los determinados bloques horarios para aplicar en esta investigación.

## VI. CONCLUSIONES

Se ha realizado una comparación de la tarifa por bloque horario y la tarifa fija para el sector residencial, comercial e industrial en el departamento de Cortés, Honduras. Para obtener los valores de consumo mensuales por sector, se ha realizado un análisis de los perfiles de carga mensuales. A su vez, se han calculado los precios de la energía eléctrica para los bloques horarios. A partir de esto y al agregar los cargos regulados se ha simulado una factura eléctrica. Hubo resultados variados dependiendo del sector. La conclusión general es la siguiente:

- La tarifa por bloque horario ha resultado ser beneficiosa para dos de los tres sectores analizados. Para el sector residencial la tarifa por bloque horario ha resultado en un ahorro promedio de 28.635% (L. 1,752,203.67). Sin embargo, para el sector comercial esta tarifa ha demostrado un incremento promedio de 0.38% (L. 36,881.58) en comparación con la tarifa fija. De igual manera que en el sector residencial, en el sector industrial esta tarifa ha resultado en un ahorro promedio de 5.405% (L. 369,770.19).

Las conclusiones ligadas a los objetivos específicos de esta investigación son las siguientes:

- Se han procesado los perfiles de carga y se han obtenido los modelos aproximados típicos de consumo para días de semana, sábado y domingo para cada sector.
- Se ha determinado que los precios de la energía eléctrica en los distintos bloques horarios para los sectores son los siguientes:

**Tabla 15- Precios de la tarifa por bloque horario para cada sector.**

Residencial		Comercial		Industrial
Abril	Junio	Abril	Junio	Julio
Punta: L. 5.7009 Intermedio: L. 2.9632 Valle: L. 2.5024	Punta: L. 4.8247 Intermedio: L. 2.5078 Valle: L. 2.1178	Punta: L. 4.9575 Intermedio: L. 2.6029 Valle: L. 2.2147	Punta: L. 3.9557 Intermedio: L. 2.0769 Valle: L. 1.7671	Punta: L. 3.6927 Intermedio: L. 1.9388 Valle: L. 1.6496

Fuente: Elaboración propia



- Se ha calculado que para el circuito residencial ALAMOS BER L-248 el monto con tarifa fija hubiera sido de L. 4,274,171.65 y para MONTERREY CHM-L216 de L. 8,006,590.80. Para el circuito comercial EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248 el monto con tarifa fija hubiera sido de L. 12,594,150.94 y para LA ISLA TSZ-L224 de L. 2,882,870.05. En cuanto al sector industrial, el monto con esta tarifa para INVEMA hubiera sido de L. 2,919,197.51 y para LVI-22L28 de L. 8,431,103.75.
- En cuanto a la tarifa por bloque horario se ha calculado que para el circuito residencial ALAMOS BER L-248 el monto con esta tarifa hubiera sido de L. 3,035,239.22 y para MONTERREY CHM-L216 de L. 5,741,115.88. Para el circuito comercial EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248 el monto con tarifa por bloque horario hubiera sido de L. 12,660,856.38 y para LA ISLA TSZ-L224 de L. 2,889,927.78. En cuanto al sector industrial, el monto con esta tarifa para INVEMA hubiera sido de L. 2,828,014.74 y para LVI-22L28 de L. 7,882,746.13.
- Para el sector residencial e industrial la tarifa más asequible ha sido la tarifa por bloque horario. En cuanto al sector comercial ha sido la tarifa fija.

El conocimiento de los resultados es importante al momento de implementar la tarifa por bloque horario. Los resultados pueden ser analizados desde dos perspectivas, la del consumidor y la del ente encargado de diseñar la tarifa (ente regulador o distribuidora). En el caso del consumidor, este puede ser más flexible al momento de aceptar la tarifa ya que en el sector residencial e industrial existe una oportunidad de ahorro. Si los consumidores se sienten incentivados por su ahorro podrían llegar a reducir su demanda, reduciendo así, la necesidad de contratación de más potencia. En cuanto al encargado de diseñar la tarifa, sabiendo que solamente dos de los tres sectores perciben un ahorro en su factura eléctrica, debe realizar ajustes a esta. Para que en los tres sectores se pueda aplicar la tarifa por igual y con la satisfacción de los clientes.

## **VII. RECOMENDACIONES**

- Se recomienda implementar la tarifa por bloque horario en el sector residencial e industrial. Ya que la aplicación de esta ha resultado ser económicamente conveniente aun sin el desplazamiento de cargas. A la vez, por esta misma razón es muy probable que los consumidores estén dispuestos a aceptar la implementación de esta.
- Se recomienda acompañar la aplicación de esta tarifa con programas de educación al consumidor sobre eficiencia energética. Esto aplicaría para todos los sectores de consumo, pero deberá de poner un énfasis especial sobre el sector comercial. Y se haría con el fin de que los ahorros puedan incrementarse al requerir una menor cantidad de energía eléctrica de la red.
- A la vez, se recomienda que la tarifa por bloque horario sea opcional para los consumidores del sector comercial si resulta que aun con programas de eficiencia energética esta no sea una opción atractiva para ciertos consumidores de dicho sector.

## VIII. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL

Este capítulo servirá para la discusión de trabajos futuros basados en los resultados obtenidos de la presente investigación. Como se ha mencionado anteriormente, la tarifa por bloque horario es relativamente nueva en la región y aun no se han hecho pruebas piloto para la implementación de esta en Honduras. Esto da paso a hacer investigaciones experimentales y no experimentales con el fin de anticipar ciertos resultados que traería consigo la implementación de esta tarifa.

La segunda etapa de este proyecto sería ver cuántos de los consumidores (por sector) estarían dispuestos realmente a hacer un desplazamiento de cargas o de disminuir su consumo siendo ya aplicada esta tarifa. Ya que, en sí, este es el fin de la tarifa por bloque horario como se ha discutido en el marco teórico. Al ver los resultados para el sector residencial e industrial se puede asumir que los consumidores de estos sectores se sentirán incentivados para buscar un ahorro mayor. Para lograr esta evolución se podrían realizar encuestas a los consumidores de cada sector y utilizar el método de Monte Carlo. El método de Monte Carlo se basa en la operación de modelos estadísticos y es útil a la hora de experimentar con variables ya que ayuda a modelar la probabilidad de diferentes resultados.

De igual forma, tomando en cuenta el estado de la red eléctrica en Honduras; y que la tarifa por bloque horario ayuda con el rasurado de picos y la descongestión de esta en horas de demanda máxima. Sería interesante realizar un estudio sobre qué tanto afectaría a la red eléctrica los cambios de patrones de consumo impulsados por esta tarifa. Para esto se necesitaría hacer el estudio mencionado anteriormente o se podría analizar una vez ya implementada la nueva tarifa eléctrica.

A su vez, esta investigación podría realizarse desde otra perspectiva, la de la distribuidora. Se debe realizar tomando en cuenta un cambio en los patrones de consumo para ver si realmente este tipo de tarifa dinámica ayuda a reducir la inversión en la red y en centrales de pico para cubrir la demanda máxima.

## IX. BIBLIOGRAFÍA

- Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11), 1989–1996. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2008.04.002>
- Banco Mundial. (s/f). *Crecimiento del PIB (% anual)—Honduras | Data*. Banco Mundial. Recuperado el 10 de agosto de 2020, de <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?locations=HN>
- Byrne, J., & Taminiau, J. (2014). *La Gestión en Demanda como Inversión Comunitaria. Un enfoque al concepto de "SEU"*. 5.
- Cañar Olmedo, S. P. (2007). *CÁLCULO DETALLADO DE PERDIDAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN APLICADO AL ALIMENTADOR "UNIVERSIDAD" PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.* [Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4217/1/CD-0926.pdf>
- Carley, S. (2011). Energy Demand - Side Management: New Perspectives for a New Era. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.1895409>
- Cerna, I. A. S. (2019). *Energías Renovables en Honduras*. 22.
- Charles River Associates. (2005). Primer on demand side management. *Report for the World Bank*.
- Cleveland, F. M. (2008). Cyber security issues for Advanced Metering Infrastructure (AMI). *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596535>
- Congreso Nacional. (2012). *Plan Estratégico para la Gestión y Ahorro de Combustibles y Energía Eléctrica*. Tribunal Superior de Cuentas. <https://www.tsc.gob.hn/biblioteca/index.php/planes/439-plan-estrategico-para-la-gestion-y-ahorro-de-combustibles-y-energia-electrica>
- Congreso Nacional. (2014, mayo 20). Ley General de la Industria Eléctrica. *La Gaceta*, 24.
- Cousins, T. (2009). Using time of use (TOU) tariffs in industrial, commercial and residential applications effectively. *TLC Engineering Solutions*.

CREE. (s/f-a). *Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos*. CREE. Recuperado el 10 de agosto de 2020, de <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>

CREE. (s/f-b). ¿Quiénes Somos? CREE. Recuperado el 12 de agosto de 2020, de <https://www.cree.gob.hn/quienes-somos/>

CREE. (2015a, noviembre 17). Reglamento Interno de la CREE. *La Gaceta*, 10.

CREE. (2015b, noviembre 18). Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica. *La Gaceta*, 5–44.

CREE. (2016, abril 20). Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales. *La Gaceta*. <https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/REGLAMENTO-PARA-EL-CALCULO-DE-TARIFAS-PROVISIONALES.compressed.pdf>

CREE. (2019, junio 24). Reglamento de Tarifas. *La Gaceta*, 3–43.

Déficit de la Enee aumentó L20,351 millones en los últimos seis años. (2020, enero 26). *La Prensa*. <https://www.laprensa.hn/economia/1351908-410/deficit-enee-aumento-20351-millones-lempiras-ultimos-seis-anos>

Demanda de electricidad cae en un 12% por COVID en Honduras. (2020, mayo 5). *Diario La Prensa*. <https://www.laprensa.hn/premium/1377754-410/demanda-electricidad-cae-pandemia-covid-honduras>

Depuru, S. S. S. R., Wang, L., & Devabhaktuni, V. (2011). Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 2736–2742. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.039>

Digital, P. (2019, noviembre 28). *Robo de energía representa el 75 % de pérdidas de la ENEE, denuncia gerente Deras*. <https://proceso.hn/economia/6-economia/robo-de-energia-representa-el-75-de-perdidas-de-la-enee-denuncia-gerente-deras.html>

EEH, E. E. H. (2018, febrero 1). *Sistema de distribución de energía en Honduras estable durante fin de año*. *Diario El Heraldo*. <https://www.elheraldo.hn/pais/1139728-466/sistema-de-distribucion-de-energia-en-honduras-estable-durante-fin-de-año>

EI and AEIC. (2011). *Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective*. Edison Electric Institute. <https://aeic.org/wp-content/uploads/2013/07/smartmetersfinal032511.pdf>

Endesa, F. (s/f). *¿Qué es la tarifa eléctrica? Datos y características*. Recuperado el 12 de agosto de 2020, de <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-tarifa-electrica.html>

Energía, C. N. para el U. E. de la. (2014, junio 6). *¿Qué es la generación distribuida? -Grandes Usuarios de la Energía-*. gob.mx. <http://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-distribuida-estados-y-municipios>

Estrada, V. (2020, abril 16). *EEH prometió: Con medidores inteligentes, no más "promedios" de consumo*. Tiempo.hn | Noticias de última hora y sucesos de Honduras. Deportes, Ciencia y Entretenimiento en general. <https://tiempo.hn/eeh-prometio-con-medidores-inteligente-no-mas-promedios-consumo-1/>

Fang, X., Misra, S., Xue, G., & Yang, D. (2012). Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, 14(4), 944–980. <https://doi.org/10.1109/SURV.2011.101911.00087>

Farhangi, H. (2010). The Path of the Smart Grid. *IEEE power & energy magazine*, 18–28. <https://doi.org/10.1109>

Faruqui, A., & Bourbonnais, C. (2020). Las tarifas del mañana. *IEEE Power & Energy Magazine*, 18(3), 22–31.

Figueiró, I. C., Abaide, I. R., Bernardon, D. K., & Neto, N. K. (2013). *Smart Grid and Impact Analysis of the Application Hourly Rate for Residential Consumers using the Monte Carlo Method*. 473–478.

Forbes Staff. (2020, mayo 7). *El PIB hondureño caerá hasta 3.9% en 2020 y economía se recuperará en 2021*. Forbes Centroamérica • Información de negocios y estilo de vida para los líderes de Centroamérica y RD. <https://forbescentroamerica.com/2020/05/07/el-pib-hondureno-caera-hasta-3-9-en-2020-y-economia-se-recuperara-en-2021/>

García, L. (2017). *Análisis metodológico para la comparación de precios de la electricidad entre Costa Rica y sus principales socios comerciales americanos*. [Universidad de Costa Rica]. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00569.pdf>

Gómez, T., & Chaves, J. P. (2017). *Los precios y cargos regulados de electricidad ante un futuro con recursos distribuidos y consumidores activos*. Papeles de Energía. <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-17-109A.pdf>

Hondudiario, R. (2018, marzo 14). *EEH instalará en este 2018 más de 120,000 medidores inteligentes – Hondudiario*. <https://hondudiario.com/2018/03/14/eeh-instalara-en-este-2018-mas-de-120000-medidores-inteligentes/>

Informe Trimestral de Tarifas. (s/f). CREE. Recuperado el 14 de agosto de 2020, de <https://www.cree.gob.hn/informe-trimestral-de-tarifas/>

Jlménez Beltrán, D. (2015, julio 16). El papel de las empresas y la sociedad en la transición energética y la lucha contra el cambio climático. *Fundación Renovables*. <https://fundacionrenovables.org/el-papel-de-las-empresas-y-la-sociedad-en-la-transicion-energetica-y-la-lucha-contra-el-cambio-climatico/>

Liévano, G. S. (s/f). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026*. 237.

Meléndez, D. (2017, agosto 15). *Subsidios cruzados: Enorme retroceso—La Nación*. <https://www.nacion.com/opinion/foros/subsidios-cruzados-enorme-retroceso/JVNDFM6P4ZE4FDSWLGRC7FGYIM/story/>

Mesa Editorial. (2020, abril 23). Pérdidas de energía fueron de 33% en el mes de febrero, confirma Manitoba: ¿EEH? | Dinero HN. *DineroHN*. <http://dinero.hn/perdidas-de-energia-fueron-de-33-en-el-mes-de-febrero-confirma-manitoba-eeh/>

Nortje, T., & Eskom DSM. (2006). *South Africa's demand side management programme*.

Ochoa, G. A. S., & Salvadó, R. G. E. (2017). *OSCAR WALTHER GROSS CABRERA*. 34, 50.

ODS, O. del S. (2019). *Plan de Expansión de la Red de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional*.

[http://www.ods.org.hn/pdf/2020/Plan%20de%20Expansion%20de%20la%20Red%20de%20Transmision\\_2020%20-%202029.pdf](http://www.ods.org.hn/pdf/2020/Plan%20de%20Expansion%20de%20la%20Red%20de%20Transmision_2020%20-%202029.pdf)

Palensky, P., & Dietrich, D. (2011). Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(3), 381–388. <https://doi.org/10.1109/TII.2011.2158841>

Rahimi, F., & Ipakchi, A. (2010). Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(1), 82–88. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2045906>

Rodríguez, D. (2020, mayo 3). *La Cree recomienda a Enee aplicar la tarifa horaria*. Diario La Prensa. <https://www.laprensa.hn/honduras/1361764-410/cree-recomienda-enee-aplicar-tarifa-horaria-honduras>

Sampieri, R., Fernández, C., & Baptista, M. del P. (2010). *Metodología de la Investigación* (Quinta edición). McGraw Hill.

Secretaría de Estado de la Presidencia. (31/01). *Roberto Ordóñez juramentado como titular del nuevo Ministerio de Energía*. Secretaría de Estado de la Presidencia. <http://www.sep.gob.hn/sitio/historial-de-noticias/presidente-joh/roberto-ordonez-juramentado-como-titular-del-nuevo-ministerio-de-energia>

Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. (2020, julio 14). *IAIP - Secretaría de Estado en el Despacho de Energía*. <https://portalunico.iaip.gob.hn/portal/index.php?portal=458>

Selectra. (s/f). *¿Puedo contratar una tarifa fija en el mercado regulado de luz?* Selectra. Recuperado el 10 de agosto de 2020, de <https://comparador.selectra.es>

Selectra. (2020, junio 22). *Discriminación horaria 2020: Tarifas, Horario Valle y Precios*. <https://comparadorluz.com/tarifas/discriminacion-horaria>

Sevilla, A. (2015, agosto 21). *Ley de oferta y demanda—Qué es, definición y concepto | Economipedia*. <https://economipedia.com/definiciones/ley-de-oferta-y-demanda.html>

Staff La Prensa. (2020, mayo 8). EEH pretende arrancarle mas de \$1,000 millones a la Enee. *Diario La Prensa*, 16.



Tama, A. (2018, septiembre 30). Las Pérdidas de Energía Eléctrica. *Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica*. <http://www.sectorelectricidad.com/20860/las-perdidas-de-energia-electrica/>

U.S. Department of Energy. (2006). *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*.

Velasquez, J. (2020, septiembre 1). [proyecto@soliamerica.com](mailto:proyecto@soliamerica.com)

Wibberly, A. (s/f). *Planes de tarifa fija o variable: ¿cómo elegir el más adecuado?* [Blog]. SmartEnergy. Recuperado el 10 de agosto de 2020, de <https://www.smartenergy.com/es/planes-de-tarifa-fija-o-variable/>

Wibberly, A. (2016, junio 23). » *Planes de tarifa fija o variable: ¿cómo elegir el más adecuado?* <https://www.smartenergy.com/es/planes-de-tarifa-fija-o-variable/>

World Economic Forum. (2017). *Global Energy Architecture Performance Index Report 2017*. [http://www3.weforum.org/docs/WEF\\_Energy\\_Architecture\\_Performance\\_Index\\_2017.pdf](http://www3.weforum.org/docs/WEF_Energy_Architecture_Performance_Index_2017.pdf)

Zheng, J., Gao, D. W., & Lin, L. (2013). Smart Meters in Smart Grid: An Overview. *2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, 57–64. <https://doi.org/10.1109/GreenTech.2013.17>

ZV. (2020, febrero 26). *Con exoneración al bunker y tarifas horarias sectores buscan prevenir "apagones"*—*Diario La Tribuna*. La Tribuna. <https://www.latribuna.hn/2020/02/26/con-exoneracion-al-bunker-y-tarifas-horarias-sectores-buscan-prevenir-apagones/>

## X. ANEXOS

### Anexo 1- Pliego tarifario provisional 2016.



En cumplimiento de las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica y su Reglamento General, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, hace del conocimiento público que, en sesión del Directorio de Comisionados realizada el 31 de mayo de 2016, aprobó las siguientes tarifas para la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE. Bajo las siguientes consideraciones:

#### A) Pliego Tarifario Provisional:

**Tabla No. 1: Pliego Tarifario Pico**

SERVICIO	Tarifa Básica			Tarifa Horaria				
	Carga Fija L./Mes/mo/mo	Pronto de la Palaneta	Pronto de la Energía	Carga Fija L./Mes/mo/mo	Pronto de la Palaneta	Pronto de la Energía		
		L./KW/mo	L./KW/h			Pico	Intermedio	Valle
<b>Servicio de línea media</b>								
Cuenta con 10 a 50 KW/mo/mo	54.57		2.9544					
Cuenta con mayor de 50 KW/mo/mo	54.57		2.9544					
Primeros 50 KW/mo/mo			2.9544					
50 por encima KW/mo/mo			3.8446					
Cuenta con mayor de 500 KW/mo/mo				54.57	177.2866	4.3817	2.1848	1.8444
<b>Servicio de línea en El Alto Tumbes</b>	54.57		3.9378	54.57	288.8657	3.9883	2.8731	1.7587
<b>Servicio con 10 millos Tumbes</b>	2,289.89	246.5493	2.3989	2289.89	246.55	3.5377	1.8575	1.5885
<b>Servicio con 40 mil Tumbes</b>	5,788.89	286.2851	2.3441	5788.89	286.28	3.3478	1.7131	1.5288

Continuación de Anexo 1.



SERVICIO	Tarifa Simple	
	Carga Fija	Précio de la Energía
	L.Lempas/m	L.00Wh
Alumbrado P.M. no	58.62	2.9276

El cargo por alumbrado se hará en función del número y tipo de luminarias, y será distribuido entre todo el consumo de acuerdo a la metodología que la ENBE ha venido aplicando. La CREE en base a ley podrá evaluar periódicamente el sistema de alumbrado público para hacer los ajustes pertinentes.

B) Péago Tarifario Provisional Gratual:

Tabla No. 2: Péago Tarifario Gratual

SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria				
	Carga Fija	Précio de la Potencia	Précio de la Energía	Carga Fija	Précio de la Potencia	Précio de la Energía		
	L.Lempas/m	L.00V-ano	L.00Wh	L.Lempas/m	L.00V-ano	Pico	Intermedio	Valle
						L.00Wh	L.00Wh	L.00Wh
<b>Servicio Provisional</b>								
Consumo diel a 60 KW/Mes	51.19		1.458					
Consumo carga de 60 KW/Mes	51.19							
Potencia 50 KW/Mes			1.458					
Signiáca 1 KW/Mes			3.6951					
Consumo carga de 60 KW/Mes				51.19	19.36	3.985	2.4567	2.7999

## Continuación de Anexo 1.



- C) La estructura tarifaria aprobada y contenida en el literal "A" estará en vigencia a partir del 1 de junio de 2016, a excepción del Servicio Residencial cuya estructura tarifaria es la contenida en el literal "B" la cual estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2016; a partir de esa fecha el Servicio Residencial tendrá la estructura tarifaria contenida en el literal "A".
- D) La ENEE deberá adaptar su sistema de cómputo de gestión comercial a fin de poder aplicar las tarifas propuestas. Para ello, tendrá un plazo de seis meses, contados a partir de la fecha de vigencia de la estructura tarifaria aprobada. No obstante, la ENEE aplicará las tarifas simples.
- E) Transcurrido el plazo de seis meses indicado, la ENEE aplicará las tarifas propuestas:
- Todas las unidades residenciales y unidades del Servicio General en Baja Tensión con consumo superior de 500 kWh por mes.
  - Todas las unidades del Servicio en Media Tensión y del Servicio en Alta Tensión.
- F) Tendrán derecho a la tarifa del Servicio en Media Tensión las unidades conectadas en una tensión de 13.8 o de 34.5 kV que tengan la medición directamente conectada en ese nivel de tensión.
- G) Tendrán derecho a la tarifa del Servicio en Alta Tensión las unidades conectadas en una tensión de 69, 138 o 230 kV que tengan la medición directamente conectada en ese nivel de tensión.
- H) Todas las unidades actualmente sujetas a la Tarifa D tendrán derecho a la tarifa del Servicio en Alta Tensión independientemente del nivel de tensión al cual estén conectadas.
- I) El precio de la potencia de todas las tarifas que incluyan tal precio se aplicará a la mayor de las dos potencias siguientes: la demanda máxima registrada en el mes, o el 85 por ciento de la demanda máxima anual alta registrada durante los 12 meses anteriores.
- J) Las unidades de los Servicios en Alta Tensión, Servicio en Media Tensión y Servicio General en Baja Tensión suministrados de manera tarifaria y aquellas unidades autoconsumistas con Servicio Baja Tensión cuyo consumo mensual sea superior a 10,000 kWh, deben mantener un Factor de Eficiencia mensual no menor de 0.90 (noventa). En caso contrario, ENEE les cobrará un recargo mensual igual al monto facturado por el servicio eléctrico multiplicado por el factor siguiente:

$$r = \frac{D.D}{P.P} - 1$$

## Continuación de Anexo 1.



Donde  $F$  es el factor por el que se multiplicará el monto facturado por el servicio eléctrico en el mes para calcular el recargo, y  $EP$  es el factor de potencia del usuario en el mes, calculado con la expresión siguiente:

$$PF = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

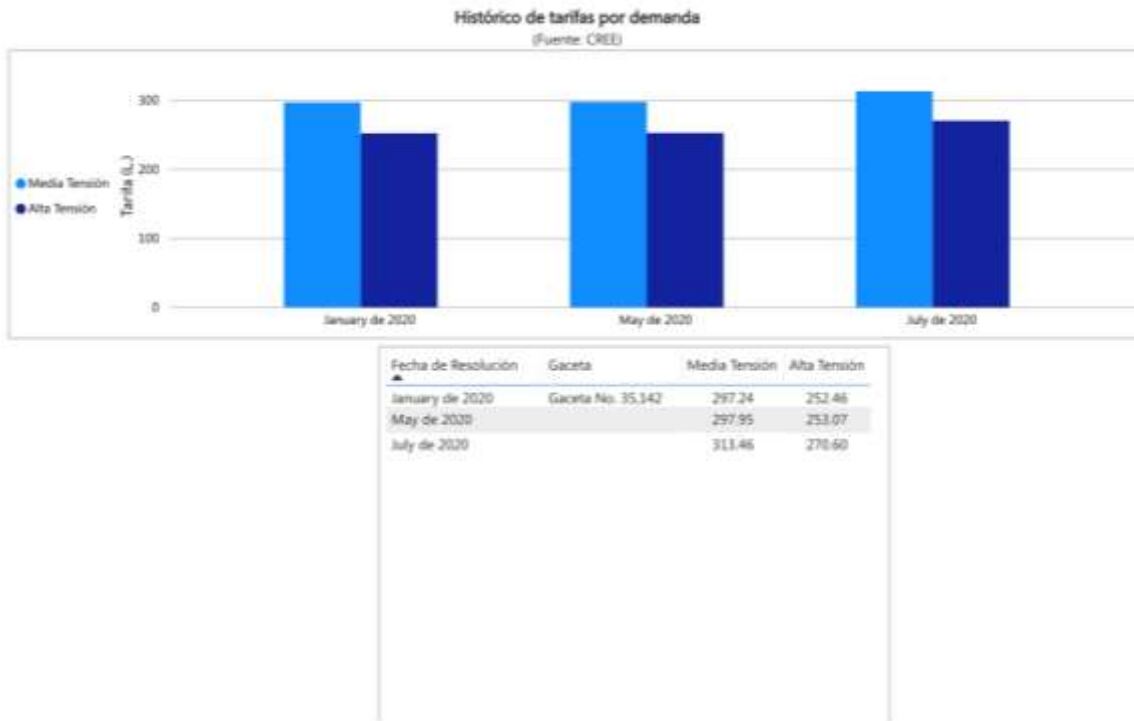
Donde  $EA$  es la energía activa, en kWh, registrada por el equipo de medición en el mes, y  $ER$  es la energía reactiva absorbida, en kVARh, registrada por el equipo de medición en el mes.

Se exceptúan de esta regla aquellas casos en que el factor de potencia inferior a 0.90 (atrasado) sea el resultado de haber cumplido instrucciones del Operador del Sistema para absorber potencia reactiva. Para los fines de determinar el recargo al que se hace referencia en este apartado, se entenderá que el monto facturado por el servicio eléctrico será aquel que incluye únicamente los cargos por energía y potencia.

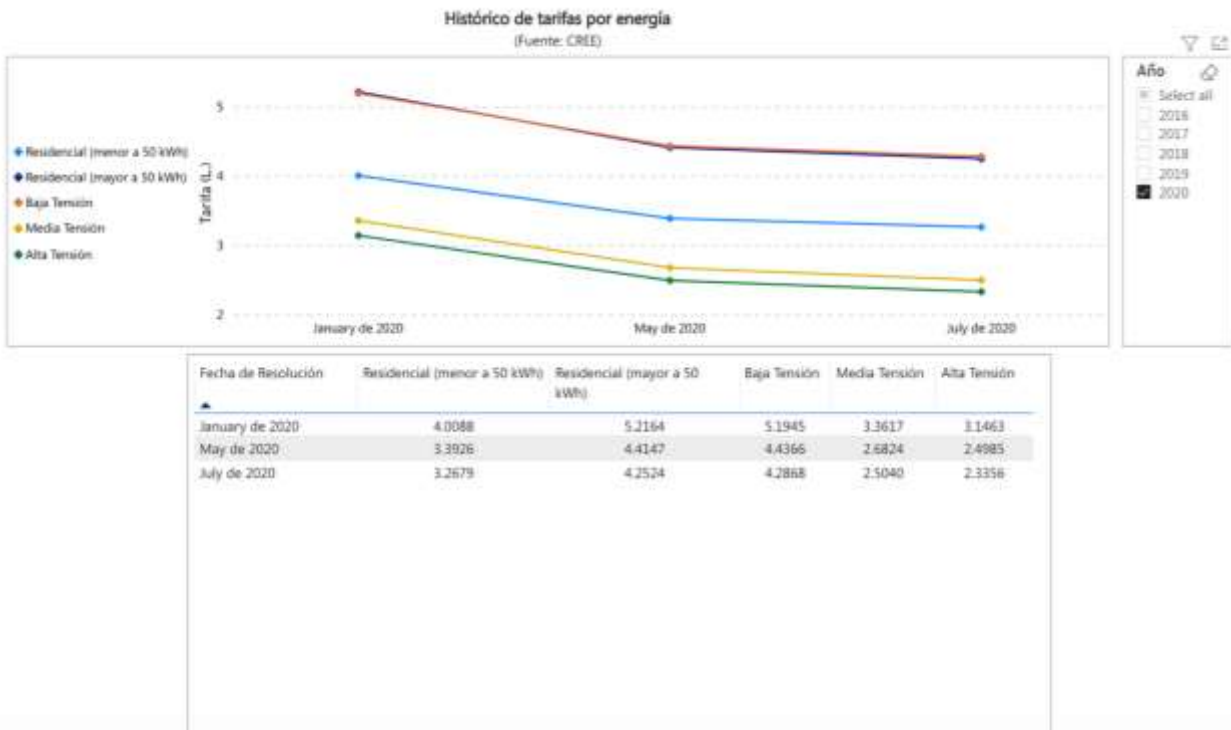
- K) Los costos de generación incorporados en las tarifas se actualizarán cada tres meses, y los costos de transmisión se ajustarán cada año. A tales efectos, la ENEE propondrá en cada caso el ajuste necesario, justificándolo. La ENEE someterá las propuestas de ajuste con un mes de anticipación a las fechas respectivas en que tales ajustes deban entrar en vigencia.

### COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### Anexo 3- Histórico de tarifas de demanda para el 2020.



### Anexo 2- Histórico de tarifas de energía eléctrica para el 2020.



## Anexo 4- Pliego tarifario julio-septiembre 2020.

# Tarifas Vigentes

julio, agosto y septiembre (2020)

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobó el siguiente pliego tarifario para los clientes de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE):



¿De qué factores depende el valor total a pagar en la factura?



En esta situación de confinamiento, te invitamos a hacer un uso eficiente de tu energía eléctrica. De esta manera contribuyes a evitar la saturación del sistema en horas de alta demanda y las interrupciones del servicio.

Recuerda, al consumir menos electricidad pagas menos en tu factura.

Escribenos a través de  
**WHATSAPP**  
+504 9440-1515

Marca GRATIS al 118  
o al 2276-4370 con tu  
código de cliente o  
clave primaria a mano.

SÍGUENOS EN NUESTRAS REDES SOCIALES:

@energiahonduras | @eenergiahonduras



## Anexo 5- Factura con tarifa por bloque horario para ALAMOS BER-L248.

PERIODO	01/JUN/2020 AL 30/JUN/2020			
DÍAS DE FACTURACIÓN	30			
<b>DATOS GENERALES</b>				
NOMBRE:	ALAMOS BER-L248			
<b>773,760</b>		<b>L. 3,035,239.22</b>		
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR		
<b>DATOS TÉCNICOS</b>				
TIPO DE CONSUMO:	Residencial	TARIFA:	BLOQUE HORARIO	
		TENSIÓN:	BAJA TENSION	
LECTURA ACTUAL (kWh):	773,760	CONSUMO (kWh):	773,760	
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-			
LECTURA ACTUAL (kVarh):	0	CONSUMO (kVarh)	0	
LECTURA ANTERIOR (kVarh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0	
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>				
	CARGO	L/consumo	CONSUMO	VALOR EN LEMPIRAS
	HORARIO VALLE (kWh)	L 2.1178	218,720.00	L 463,205.22
	HORARIO INTERMEDIO (kWh)	L 2.5078	309,200.00	L 775,411.76
	HORARIO PUNTA (kWh)	L 4.8247	245,840.00	L 1,186,104.25
	Potencia (kW)	-	-	L -
	CARGO FIJO	L 54.57	-	L 54.57
	ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
		L 58.6800	-	L 58.68
	<b>TOTAL</b>			L 2,428,136.80
<b>DISTRIBUCIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA</b>		<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>		
<p>■ Punta ■ Intermedio ■ Valle</p>		COSTO DE ENERGÍA	L 2,428,136.80	
		CARGO DE COMERCIALIZACIÓN	L 607,047.84	
		CARGO DE REGULACIÓN	L 54.57	
		CARGOS POR FINANCIAMIENTO	L -	
		RECTIFICACIÓN / AJUSTES	L -	
		IMPUESTO SOBRE VENTA	L -	
		DESCUENTO TERCERA EDAD	L -	
		CARGO POR CORTE	L -	
		RECARGO POR MORA	L -	
		OTROS CARGOS / CRÉDITOS	L -	
		<b>TOTAL MES</b>	L 3,035,239.22	
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>		L	3,035,239.22	



## Anexo 6- Factura con tarifa fija para ALAMOS BER-L248.

PERIODO	01/JUN/2020 AL 30/JUN/2020		
DÍAS DE FACTURACIÓN	30		
<b>DATOS GENERALES</b>			
NOMBRE:	ALAMOS BER-L248		
<b>773,760</b>		<b>L. 4,274,171.65</b>	
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>			
TIPO DE CONSUMO:	Residencial	TARIFA:	FIJA
		TENSIÓN:	BAJA TENSION
LECTURA ACTUAL (kWh):	773,760	CONSUMO (kWh):	773,760
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-		
LECTURA ACTUAL (kVArh):	0	CONSUMO (kVArh)	0
LECTURA ANTERIOR (kVArh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>			
	CARGO	L/consumo	CONSUMO
			VALOR EN LEMPIRAS
	0-50 kWh	L 3.3926	50.00 L 169.63
	Mayores a 50 kWh	L 4.4147	773,710.00 L 3,415,697.54
	Potencia (kW)	-	- L
	CARGO FIJO	L 54.57	- L 54.57
	ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38 L 3,302.33
		L 58.68	- L 58.68
	<b>TOTAL</b>		L 3,419,282.75
<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>			
	COSTO DE ENERGÍA		L 3,419,282.75
	CARGO DE COMERCIALIZACIÓN		L 854,834.33
	CARGO DE REGULACIÓN		L 54.57
	CARGOS POR FINANCIAMIENTO		L -
	RECTIFICACIÓN / AJUSTES		L -
	IMPUESTO SOBRE VENTA		L -
	DESCUENTO TERCERA EDAD		L -
	CARGO POR CORTE		L -
	RECARGO POR MORA		L -
	OTROS CARGOS / CRÉDITOS		L -
	<b>TOTAL MES</b>		L 4,274,171.65
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>		L	4,274,171.65

## Anexo 7-Factura con tarifa por bloque horario para MONTERREY CHM-L216.

PERIODO	01/ABRIL/2020 AL 30/ABRIL/2020			
DÍAS DE FACTURACIÓN	30			
<b>DATOS GENERALES</b>				
NOMBRE:	MONTERREY CHM-L216			
<div style="border: 1px solid black; background-color: #fff9c4; padding: 10px; display: inline-block;"> <b>1,450,122</b> </div>		<div style="border: 1px solid black; background-color: #e1eef6; padding: 10px; display: inline-block;"> <b>L. 6,782,927.26</b> </div>		
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR		
<b>DATOS TÉCNICOS</b>				
TIPO DE CONSUMO:	RESIDENCIAL	TARIFA:	BLOQUE HORARIO	
		TENSIÓN:	BAJA TENSION	
LECTURA ACTUAL (kWh):	1,450,122	CONSUMO (kWh):	1,450,122	
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-			
LECTURA ACTUAL (kVArh):	0	CONSUMO (kVArh)	0	
LECTURA ANTERIOR (kVArh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0	
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>				
	CARGO	L/consumo	CONSUMO	VALOR EN LEMPIRAS
	HORARIO VALLE (kWh)	L 2.5024	396,348.60	L 991,822.74
	HORARIO INTERMEDIO (kWh)	L 2.9632	575,813.89	L 1,706,251.72
	HORARIO PUNTA (kWh)	L 5.7009	477,959.13	L 2,724,797.20
	Potencia (kW)	-	-	L
	CARGO FIJO	L 54.57	-	L 54.57
	ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
		L 58.6800	-	L 58.68
	<b>TOTAL</b>			L 5,426,287.24
<b>DISTRIBUCIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA</b>		<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>		
<p>■ Punta ■ Intermedio ■ Valle</p>		COSTO DE ENERGÍA	L 5,426,287.24	
		CARGO DE COMERCIALIZACIÓN	L 1,356,585.45	
		CARGO DE REGULACIÓN	L 54.57	
		CARGOS POR FINANCIAMIENTO	L -	
		RECTIFICACIÓN / AJUSTES	L -	
		IMPUESTO SOBRE VENTA	L -	
		DESCUENTO TERCERA EDAD	L -	
		CARGO POR CORTE	L -	
		RECARGO POR MORA	L -	
		OTROS CARGOS / CRÉDITOS	L -	
		<b>TOTAL MES</b>	L 6,782,927.26	
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>		L 6,782,927.26		

## Anexo 8-Factura con tarifa fija para MONTERREY CHM-L216.

PERIODO	01/ABRIL/2020 AL 30/ABRIL/2020		
DÍAS DE FACTURACIÓN	30		
<b>DATOS GENERALES</b>			
NOMBRE:	MONTERREY CHM-L216		
<b>1,450,122</b>		<b>L. 9,459,782.71</b>	
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>			
TIPO DE CONSUMO:	RESIDENCIAL	TARIFA:	FIJA
		TENSIÓN:	BAJA TENSION
LECTURA ACTUAL (kWh):	1,450,122	CONSUMO (kWh):	1,450,122
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-		
LECTURA ACTUAL (kVarh):	0	CONSUMO (kVarh)	0
LECTURA ANTERIOR (kVarh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>			
CARGO	L/consumo	CONSUMO	VALOR EN LEMPIRAS
0-50 kWh	L 4.0088	50.00	L 200.44
Mayores a 50 kWh	L 5.2164	1,450,072.00	L 7,564,155.58
Potencia (kW)	-	-	L
CARGO FIJO	L 54.57	-	L 54.57
ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
	L 58.6800	-	L 58.68
<b>TOTAL</b>			L 7,567,771.60
<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>			
COSTO DE ENERGÍA			L 7,567,771.60
CARGO DE COMERCIALIZACIÓN			L 1,891,956.54
CARGO DE REGULACIÓN			L 54.57
CARGOS POR FINANCIAMIENTO			L -
RECTIFICACIÓN / AJUSTES			L -
IMPUESTO SOBRE VENTA			L -
DESCUENTO TERCERA EDAD			L -
CARGO POR CORTE			L -
RECARGO POR MORA			L -
OTROS CARGOS / CRÉDITOS			L -
<b>TOTAL MES</b>			L 9,459,782.71
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>	L	9,459,782.71	

## Anexo 9-Factura con tarifa por bloque horario para EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248.

PERIODO	01/JUN/2020 AL 30/JUN/2020			
DÍAS DE FACTURACIÓN	30			
<b>DATOS GENERALES</b>				
NOMBRE:	EXTRACTORES_FUENTES BER-L248			
<div style="background-color: #fff9c4; padding: 10px; border-radius: 10px; display: inline-block;"> <b>3,017,720</b> </div>		<div style="background-color: #e1eef6; padding: 10px; border-radius: 10px; display: inline-block;"> <b>L. 12,660,856.38</b> </div>		
	CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>				
TIPO DE CONSUMO:	COMERCIAL	TARIFA:	BLOQUE HORARIA	
		TENSIÓN:	MEDIA TENSION	
LECTURA ACTUAL (kWh):	3,017,720	CONSUMO (kWh):	3,017,720	
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-			
LECTURA ACTUAL (kVArh):	0	CONSUMO (kVArh)	0	
LECTURA ANTERIOR (kVArh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0	
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>				
	CARGO	L/consumo	CONSUMO	VALOR EN LEMPIRAS
	HORARIO VALLE (kWh)	L 1.7671	681,870.00	L 1,204,932.48
	HORARIO INTERMEDIO (kWh)	L 2.0769	1,222,460.00	L 2,538,927.17
	HORARIO PUNTA (kWh)	L 3.9557	1,113,390.00	L 4,404,236.82
	Potencia (kW)	L 297.9500	6,628.27	L 1,974,893.05
	CARGO FIJO	L 2,280.00	-	L 2,280.00
	ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
		L 58.6800	-	L 58.68
	<b>TOTAL</b>			L 10,128,630.53
<b>DISTRIBUCIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA</b>		<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>		
<p style="text-align: center;">■ Punta ■ Intermedio ■ Valle</p>		COSTO DE ENERGÍA	L	10,128,630.53
		CARGO DE COMERCIALIZACIÓN	L	2,532,171.28
		CARGO DE REGULACIÓN	L	54.57
		CARGOS POR FINANCIAMIENTO	L	-
		RECTIFICACIÓN / AJUSTES	L	-
		IMPUESTO SOBRE VENTA	L	-
		DESCUENTO TERCERA EDAD	L	-
		CARGO POR CORTE	L	-
		RECARGO POR MORA	L	-
		OTROS CARGOS / CRÉDITOS	L	-
		<b>TOTAL MES</b>	L	12,660,856.38
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>		L	12,660,856.38	

## Anexo 10-Factura con tarifa fija para EXTRACTORES\_FUENTES BER-L248.

PERIODO	01/JUN/2020 AL 30/JUN/2020		
DÍAS DE FACTURACIÓN	30		
<b>DATOS GENERALES</b>			
NOMBRE:	EXTRACTORES_FUENTES BER-L248		
<b>3,017,720</b>		<b>L. 12,594,150.94</b>	
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>			
TIPO DE CONSUMO:	COMERCAIL	TARIFA:	FIJA
		TENSIÓN:	MEDIA TENSION
LECTURA ACTUAL (kWh):	3,017,720	CONSUMO (kWh):	3,017,720
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-		
LECTURA ACTUAL (kVArh):	0	CONSUMO (kVArh)	0
LECTURA ANTERIOR (kVArh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>			
<b>CARGO</b>	<b>L/consumo</b>	<b>CONSUMO</b>	<b>VALOR EN LEMPIRAS</b>
Consumo (kWh)	L 2.6824	3,017,720.00	L 8,094,732.13
Potencia (kW)	L 297.9500	6,628.27	L 1,974,893.05
CARGO FIJO	L 2,280.00	-	L 2,280.00
ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
	L 58.6800	-	L 58.68
<b>TOTAL</b>			L 10,075,266.19
<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>			
COSTO DE ENERGÍA			L 10,075,266.19
CARGO DE COMERCIALIZACIÓN			L 2,518,830.19
CARGO DE REGULACIÓN			L 54.57
CARGOS POR FINANCIAMIENTO			L -
RECTIFICACIÓN / AJUSTES			L -
IMPUESTO SOBRE VENTA			L -
DESCUENTO TERCERA EDAD			L -
CARGO POR CORTE			L -
RECARGO POR MORA			L -
OTROS CARGOS / CRÉDITOS			L -
<b>TOTAL MES</b>			L 12,594,150.94
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>	L	12,594,150.94	

## Anexo 11- Factura con tarifa por bloque horario para LA ISLA TSZ-L224.

PERIODO	01/ABR/2020 AL 30/ABR/2020		
DÍAS DE FACTURACIÓN	30		
<b>DATOS GENERALES</b>			
NOMBRE:	LA ISLA TSZ-L224		
<b>652,440</b>		<b>L. 3,444,116.19</b>	
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>			
TIPO DE CONSUMO:	COMERCIAL	TARIFA:	BLOQUE HORARIO
		TENSIÓN:	MEDIA TENSION
LECTURA ACTUAL (kWh):	652,440	CONSUMO (kWh):	652,440
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-		
LECTURA ACTUAL (kVarh):	0	CONSUMO (kVarh)	0
LECTURA ANTERIOR (kVarh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>			
CARGO	L/consumo	CONSUMO	VALOR EN LEMPIRAS
HORARIO VALLE (kWh)	L 2.2147	62,200.00	L 137,754.34
HORARIO INTERMEDIO (kWh)	L 2.6029	366,710.00	L 954,509.46
HORARIO PUNTA (kWh)	L 4.9575	223,530.00	L 1,108,149.98
Potencia (kW)	L 297.24	1,847.61	L 549,183.60
CARGO FIJO	L 2,280.00	-	L 2,280.00
ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
	L 58.6800	-	L 58.68
<b>TOTAL</b>			L 2,755,238.38
<b>DISTRIBUCIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA</b>		<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>	
<p>■ Punta ■ Intermedio ■ Valle</p>		COSTO DE ENERGÍA	L 2,755,238.38
		CARGO DE COMERCIALIZACIÓN	L 688,823.24
		CARGO DE REGULACIÓN	L 54.57
		CARGOS POR FINANCIAMIENTO	L -
		RECTIFICACIÓN / AJUSTES	L -
		IMPUESTO SOBRE VENTA	L -
		DESCUENTO TERCERA EDAD	L -
		CARGO POR CORTE	L -
		RECARGO POR MORA	L -
		OTROS CARGOS / CRÉDITOS	L -
<b>TOTAL MES</b>	L 3,444,116.19		
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>	L 3,444,116.19		

## Anexo 12-Factura con tarifa fija para LA ISLA TSZ-L224.

PERIODO	01/ABR/2020 AL 30/ABR/2020		
DÍAS DE FACTURACIÓN	30		
<b>DATOS GENERALES</b>			
NOMBRE:	LA ISLA TSZ-L224		
<b>652,440</b>		<b>L. 3,435,233.41</b>	
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>			
TIPO DE CONSUMO:	COMERCIAL	TARIFA:	FIJA
		TENSIÓN:	MEDIA TENSION
LECTURA ACTUAL (kWh):	652,440	CONSUMO (kWh):	652,440
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-		
LECTURA ACTUAL (kVArh):	0	CONSUMO (kVArh)	0
LECTURA ANTERIOR (kVArh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>			
	<b>CARGO</b>	<b>L/consumo</b>	<b>CONSUMO</b>
			<b>VALOR EN LEMPIRAS</b>
Consumo (kWh)	L	3.3617	652,440.00 L 2,193,307.55
Potencia (kW)	L	297.24	1,847.61 L 549,183.60
CARGO FIJO	L	2,280.00	- L 2,280.00
ALUMBRADO PÚBLICO	L	3.2912	1,003.38 L 3,302.33
	L	58.6800	- L 58.68
<b>TOTAL</b>			L 2,748,132.16
<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>			
COSTO DE ENERGÍA			L 2,748,132.16
CARGO DE COMERCIALIZACIÓN			L 687,046.68
CARGO DE REGULACIÓN			L 54.57
CARGOS POR FINANCIAMIENTO			L -
RECTIFICACIÓN / AJUSTES			L -
IMPUESTO SOBRE VENTA			L -
DESCUENTO TERCERA EDAD			L -
CARGO POR CORTE			L -
RECARGO POR MORA			L -
OTROS CARGOS / CRÉDITOS			L -
<b>TOTAL MES</b>			L 3,435,233.41
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>	L	3,435,233.41	

### Anexo 13- Factura con tarifa por bloque horario para LVI-22L28.

<b>PERIODO</b>		01/JUL/2020 AL 31/JUL/2020	
<b>DÍAS DE FACTURACIÓN</b>		31	
<b>DATOS GENERALES</b>			
<b>NOMBRE:</b>		LVI-22L28	
<b>2,682,428</b>		<b>L. 7,782,746.13</b>	
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>			
<b>TIPO DE CONSUMO:</b>	INDUSTRIAL	<b>TARIFA:</b>	BLOQUE HORARIO
		<b>TENSIÓN:</b>	MEDIA TENSION
<b>LECTURA ACTUAL (kWh):</b>	2,682,428	<b>CONSUMO (kWh):</b>	2,682,428
<b>LECTURA ANTERIOR (kWh):</b>	-		
<b>LECTURA ACTUAL (kVarh):</b>	0	<b>CONSUMO (kVarh)</b>	0
<b>LECTURA ANTERIOR (kVarh):</b>	0	<b>FACTOR DE POTENCIA:</b>	0
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>			
<b>CARGO</b>	<b>L/consumo</b>	<b>CONSUMO</b>	<b>VALOR EN LEMPIRAS</b>
HORARIO VALLE (kWh)	L 1.6496	1,359,332.00	L 2,242,354.07
HORARIO INTERMEDIO (kWh)	L 1.9388	530,268.00	L 1,028,083.60
HORARIO PUNTA (kWh)	L 3.6927	792,828.00	L 2,927,675.96
Potencia (kW)	L 313.4589	71.42	L 22,387.70
CARGO FIJO	L 2,280.00	-	L 2,280.00
ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
	L 58.6800	-	L 58.68
<b>TOTAL</b>			L 6,226,142.34
<b>DISTRIBUCIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA</b>		<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>	
<p>■ Punta ■ Intermedio ■ Valle</p>		<b>COSTO DE ENERGÍA</b>	L 6,226,142.34
		<b>CARGO DE COMERCIALIZACIÓN</b>	L 1,556,549.23
		<b>CARGO DE REGULACIÓN</b>	L 54.57
		<b>CARGOS POR FINANCIAMIENTO</b>	L -
		<b>RECTIFICACIÓN / AJUSTES</b>	L -
		<b>IMPUESTO SOBRE VENTA</b>	L -
		<b>DESCUENTO TERCERA EDAD</b>	L -
		<b>CARGO POR CORTE</b>	L -
		<b>RECARGO POR MORA</b>	L -
		<b>OTROS CARGOS / CRÉDITOS</b>	L -
<b>TOTAL MES</b>		L 7,782,746.13	
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>		L 7,782,746.13	



## Anexo 14- Factura con tarifa fija para LVI-22L28

PERIODO	01/JUL/2020 AL 31/JUL/2020		
DÍAS DE FACTURACIÓN	31		
<b>DATOS GENERALES</b>			
NOMBRE:	LVI-22L28		
<b>2,682,428</b>		<b>L. 8,431,103.75</b>	
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>			
TIPO DE CONSUMO:	INDUSTRIAL	TARIFA:	FIJA
		TENSIÓN:	MEDIA TENSION
LECTURA ACTUAL (kWh):	2,682,428	CONSUMO (kWh):	2,682,428
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-		
LECTURA ACTUAL (kVArh):	0	CONSUMO (kVArh)	0
LECTURA ANTERIOR (kVArh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>			
<b>CARGO</b>	<b>L/consumo</b>	<b>CONSUMO</b>	<b>VALOR EN LEMPIRAS</b>
Consumo (kWh)	L 2.5040	2,682,428.00	L 6,716,799.71
Potencia (kW)	L 313.4589	71.42	L 22,387.70
CARGO FIJO	L 2,280.00	-	L 2,280.00
ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
	L 58.6800	-	L 58.68
<b>TOTAL</b>			L 6,744,828.43
<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>			
COSTO DE ENERGÍA			L 6,744,828.43
CARGO DE COMERCIALIZACIÓN			L 1,686,220.75
CARGO DE REGULACIÓN			L 54.57
CARGOS POR FINANCIAMIENTO			L -
RECTIFICACIÓN / AJUSTES			L -
IMPUESTO SOBRE VENTA			L -
DESCUENTO TERCERA EDAD			L -
CARGO POR CORTE			L -
RECARGO POR MORA			L -
OTROS CARGOS / CRÉDITOS			L -
<b>TOTAL MES</b>			L 8,431,103.75
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>	L	8,431,103.75	

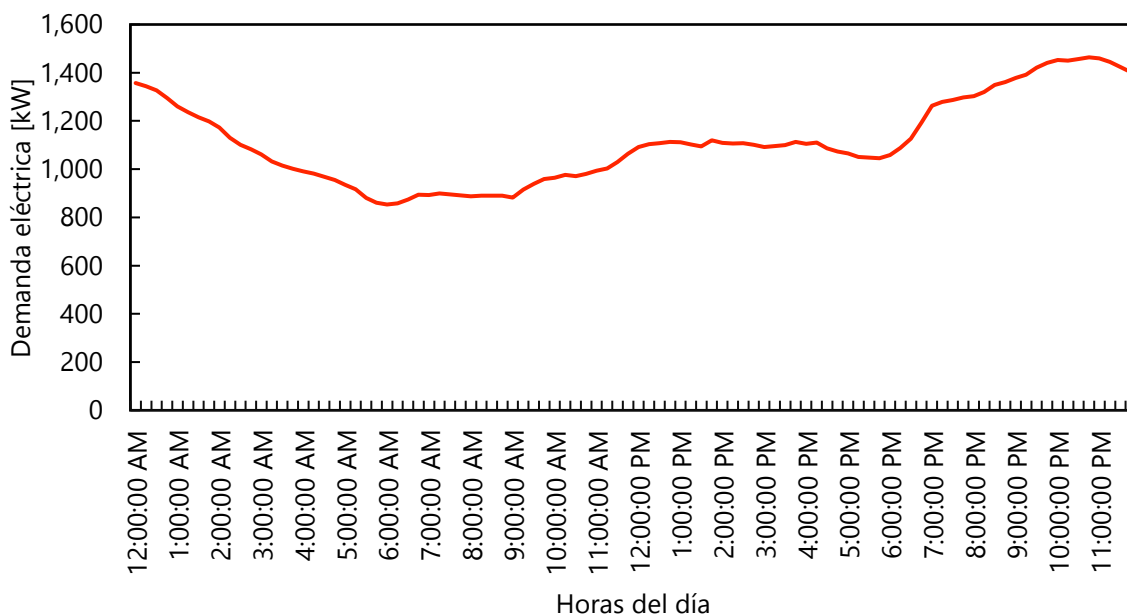
## Anexo 15- Factura con tarifa por bloque horario para INVEMA

<b>PERIODO</b>		01/JUL/2020 AL 31/JUL/2020	
<b>DÍAS DE FACTURACIÓN</b>		31	
<b>DATOS GENERALES</b>			
<b>NOMBRE:</b>		INVEMA	
<b>668,830.97</b>		<b>L. 2,828,014.74</b>	
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>			
<b>TIPO DE CONSUMO:</b>	INDUSTRIAL	<b>TARIFA:</b>	BLOQUE HORARIO
		<b>TENSIÓN:</b>	MEDIA TENSION
<b>LECTURA ACTUAL (kWh):</b>	668,830.97	<b>CONSUMO (kWh):</b>	668,830.97
<b>LECTURA ANTERIOR (kWh):</b>	-		
<b>LECTURA ACTUAL (kVArh):</b>	0	<b>CONSUMO (kVArh)</b>	0
<b>LECTURA ANTERIOR (kVArh):</b>	0	<b>FACTOR DE POTENCIA:</b>	0
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>			
<b>CARGO</b>	<b>L/consumo</b>	<b>CONSUMO</b>	<b>VALOR EN LEMPIRAS</b>
HORARIO VALLE (kWh)	L 1.6496	190,847.12	L 314,821.41
HORARIO INTERMEDIO (kWh)	L 1.9388	272,573.03	L 528,464.59
HORARIO PUNTA (kWh)	L 3.6927	205,410.82	L 758,520.54
Potencia (kW)	L 313.4589	2,089.30	L 654,909.68
CARGO FIJO	L 2,280.00	-	L 2,280.00
ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
	L 58.6800	-	L 58.68
<b>TOTAL</b>			L 2,262,357.23
<b>DISTRIBUCIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA</b>		<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>	
<p>■ Punta ■ Intermedio ■ Valle</p>		<b>COSTO DE ENERGÍA</b>	L 2,262,357.23
		<b>CARGO DE COMERCIALIZACIÓN</b>	L 565,602.95
		<b>CARGO DE REGULACIÓN</b>	L 54.57
		<b>CARGOS POR FINANCIAMIENTO</b>	L -
		<b>RECTIFICACIÓN / AJUSTES</b>	L -
		<b>IMPUESTO SOBRE VENTA</b>	L -
		<b>DESCUENTO TERCERA EDAD</b>	L -
		<b>CARGO POR CORTE</b>	L -
		<b>RECARGO POR MORA</b>	L -
		<b>OTROS CARGOS / CRÉDITOS</b>	L -
<b>TOTAL MES</b>	L 2,828,014.74		
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>		L 2,828,014.74	

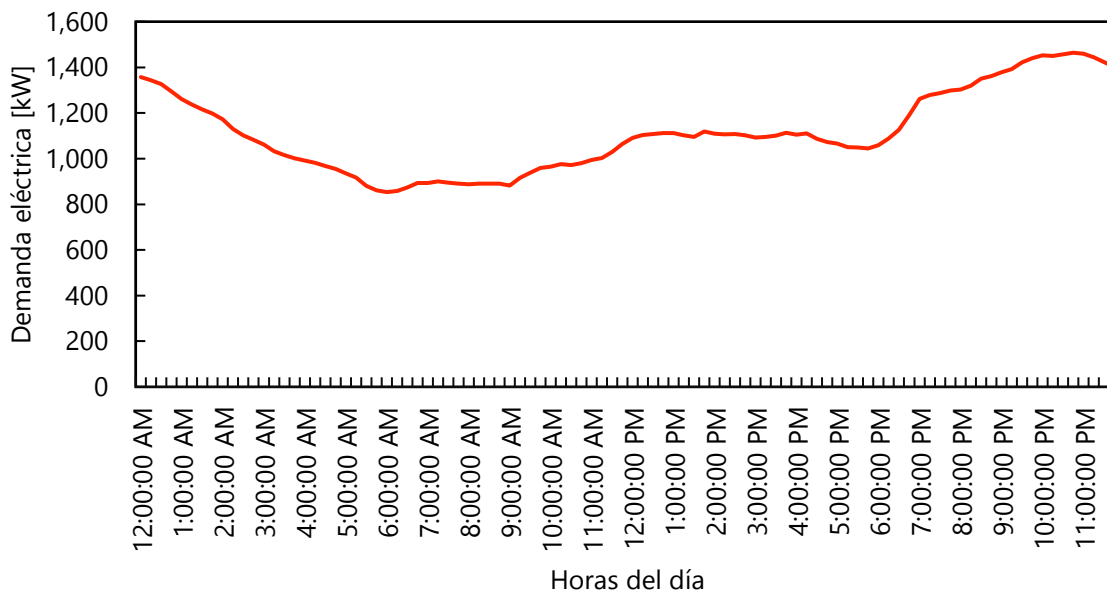
## Anexo 16- Factura con tarifa fija para INVEMA

PERIODO		01/JUL/2020 AL 31/JUL/2020	
DÍAS DE FACTURACIÓN		31	
<b>DATOS GENERALES</b>			
NOMBRE:		INVEMA	
<b>668,830.97</b>		<b>L. 2,919,197.51</b>	
CONSUMO (kWh)		TOTAL A PAGAR	
<b>DATOS TÉCNICOS</b>			
TIPO DE CONSUMO:	INDUSTRIAL	TARIFA:	FIJA
		TENSIÓN:	MEDIA TENSION
LECTURA ACTUAL (kWh):	668,830.97	CONSUMO (kWh):	668,830.97
LECTURA ANTERIOR (kWh):	-		
LECTURA ACTUAL (kVarh):	0	CONSUMO (kVarh)	0
LECTURA ANTERIOR (kVarh):	0	FACTOR DE POTENCIA:	0
<b>CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA</b>			
<b>CARGO</b>	<b>L/consumo</b>	<b>CONSUMO</b>	<b>VALOR EN LEMPIRAS</b>
Consumo (kWh)	L 2.5040	668,830.97	L 1,674,752.75
Potencia (kW)	L 313.4589	2,089.30	L 654,909.68
CARGO FIJO	L 2,280.00	-	L 2,280.00
ALUMBRADO PÚBLICO	L 3.2912	1,003.38	L 3,302.33
	L 58.6800	-	L 58.68
<b>TOTAL</b>			L 2,335,303.44
<b>CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS</b>			
COSTO DE ENERGÍA			L 2,335,303.44
CARGO DE COMERCIALIZACIÓN			L 583,839.50
CARGO DE REGULACIÓN			L 54.57
CARGOS POR FINANCIAMIENTO			L -
RECTIFICACIÓN / AJUSTES			L -
IMPUESTO SOBRE VENTA			L -
DESCUENTO TERCERA EDAD			L -
CARGO POR CORTE			L -
RECARGO POR MORA			L -
OTROS CARGOS / CRÉDITOS			L -
<b>TOTAL MES</b>			L 2,919,197.51
<b>TOTAL A PAGAR L.</b>	L 2,919,197.51		

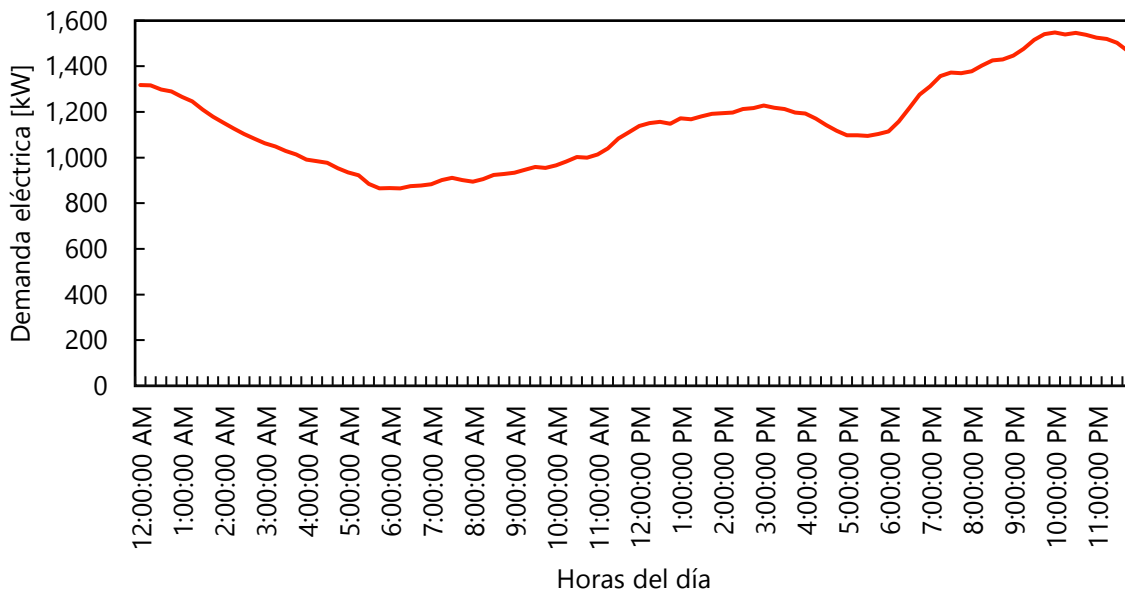
**Anexo 17- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un lunes**



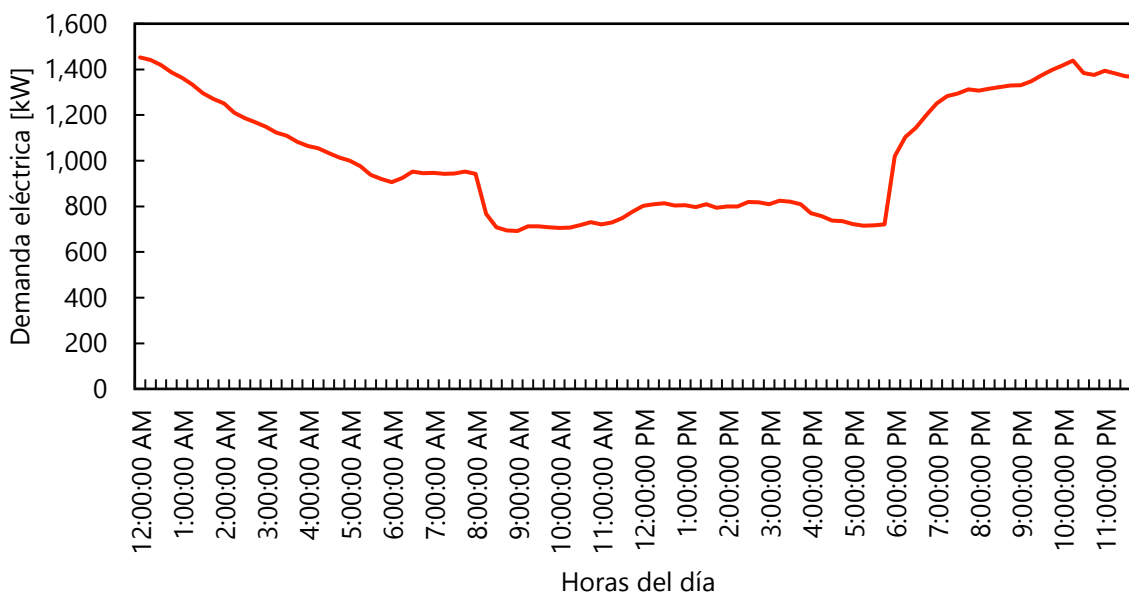
**Anexo 18- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un martes**



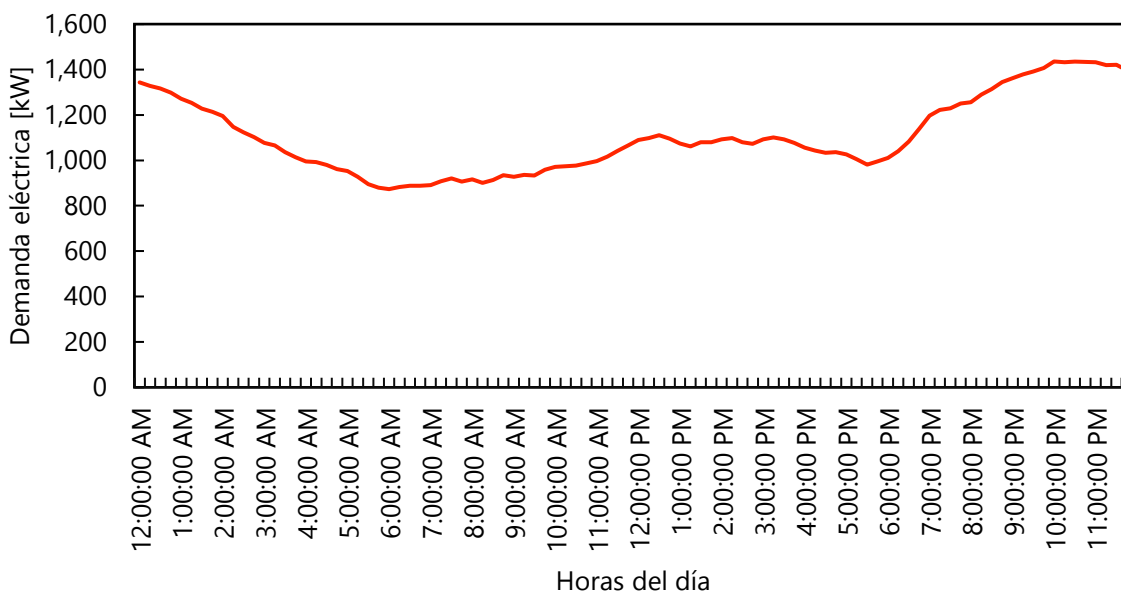
**Anexo 19- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un miércoles**



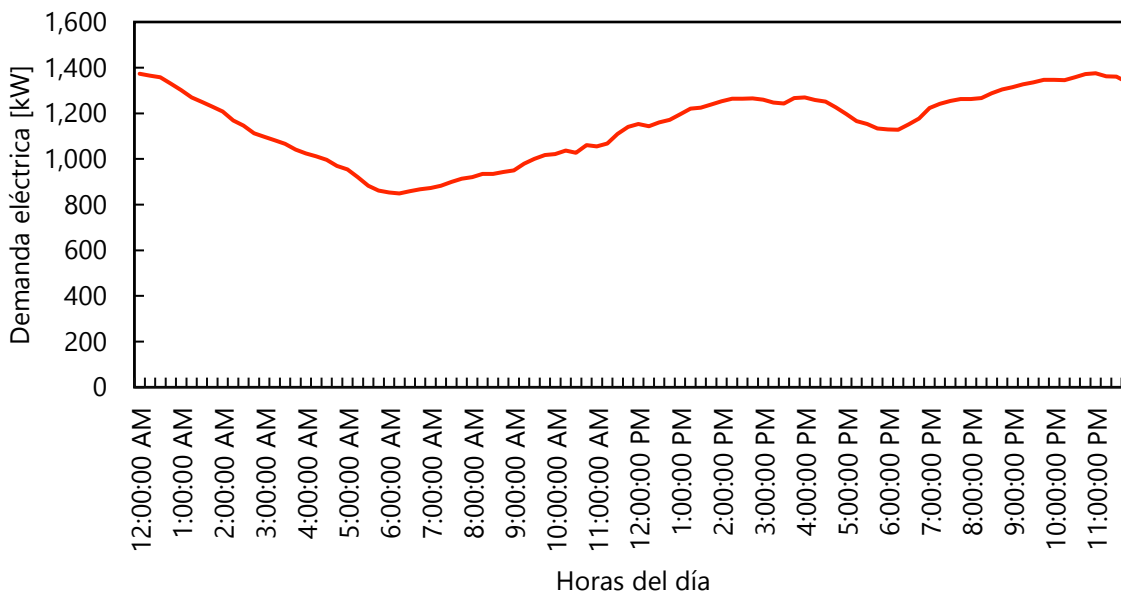
**Anexo 20- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un jueves**



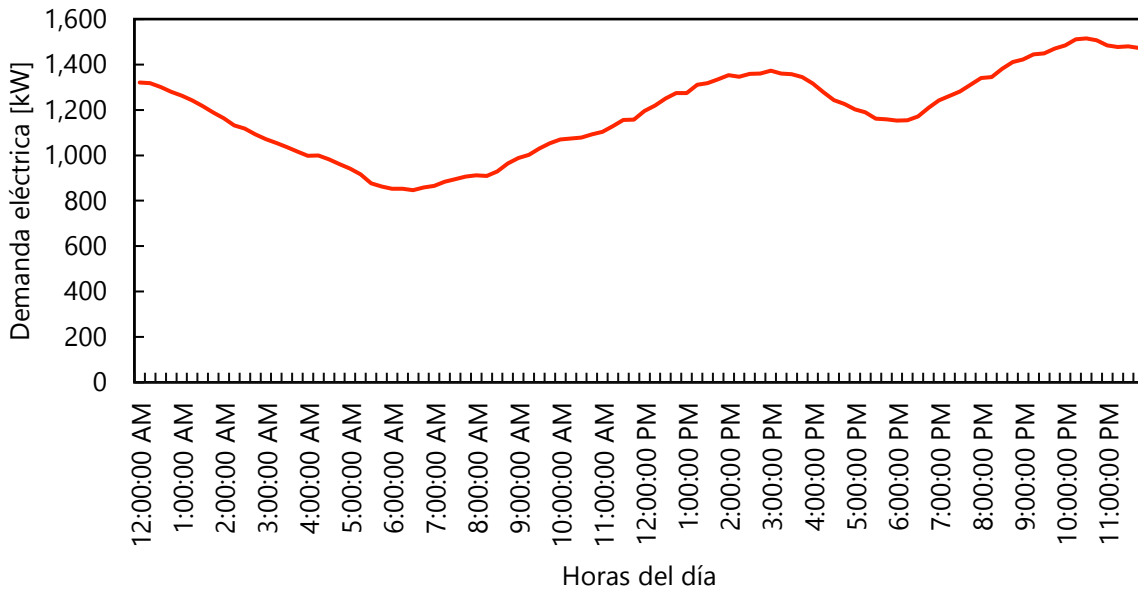
**Anexo 21- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un viernes**



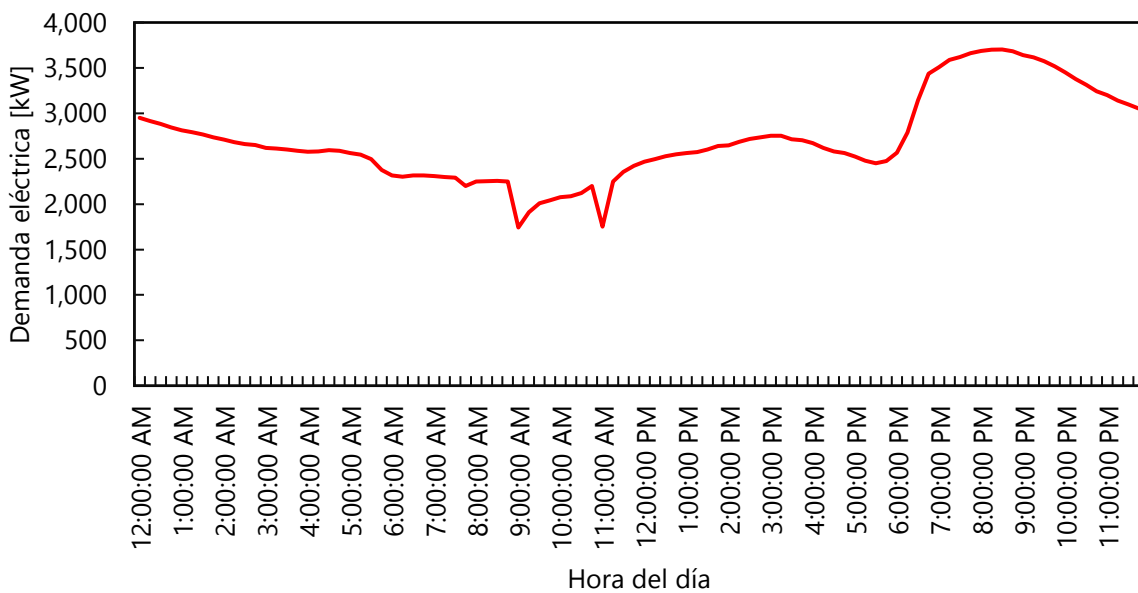
**Anexo 22- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un sábado**



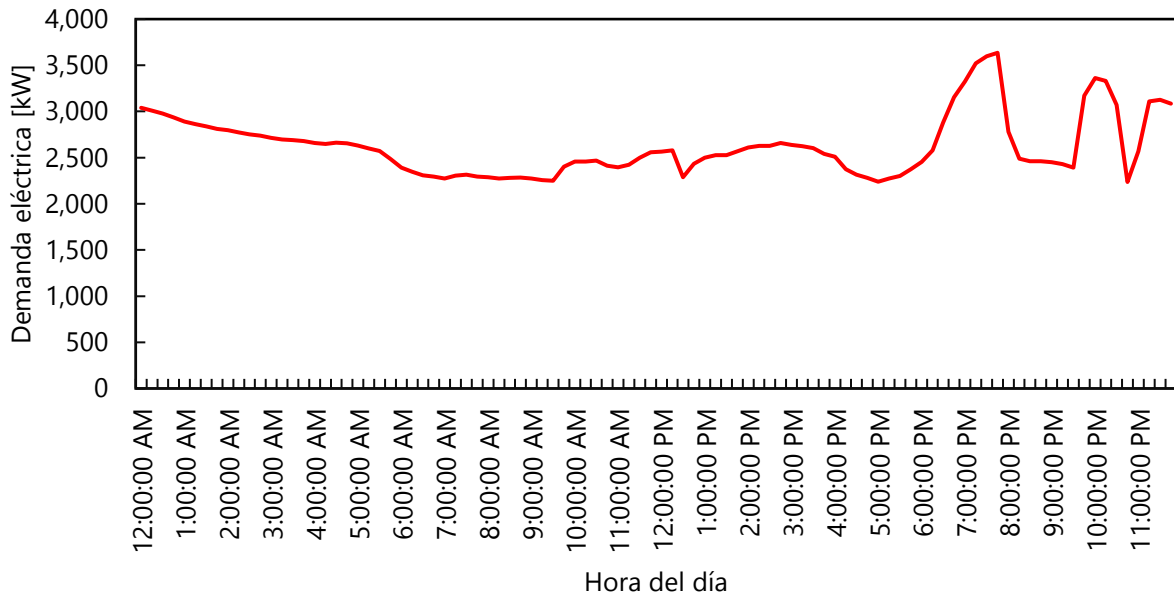
**Anexo 23- Sector residencial: gráfica del perfil de carga ALAMOS BER-L248 para un domingo**



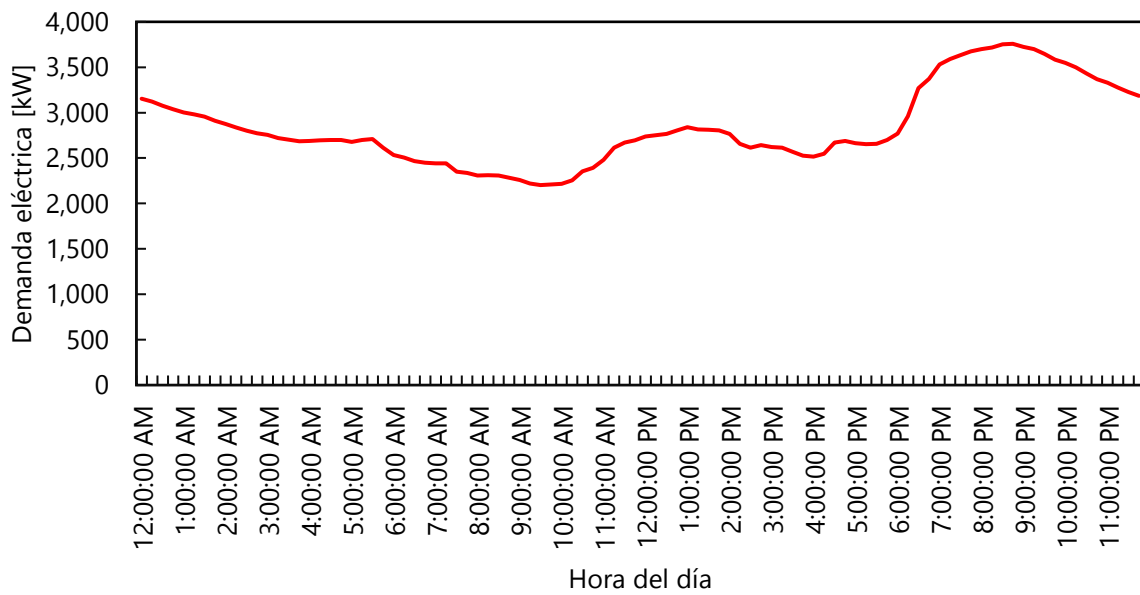
**Anexo 24- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un lunes**



**Anexo 25- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un martes**

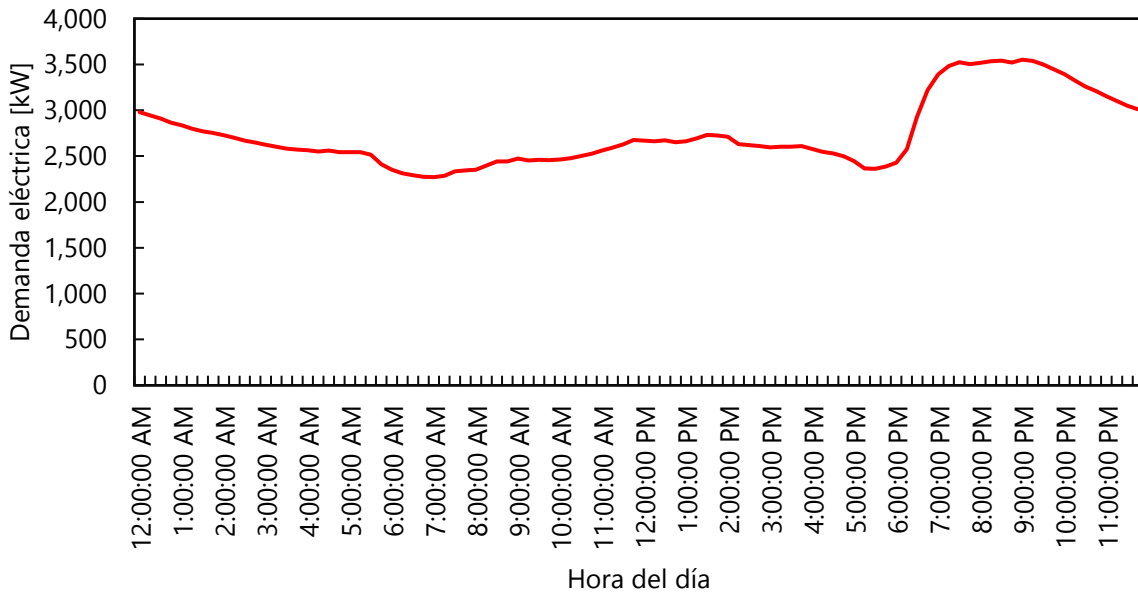


**Anexo 26- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un miércoles**

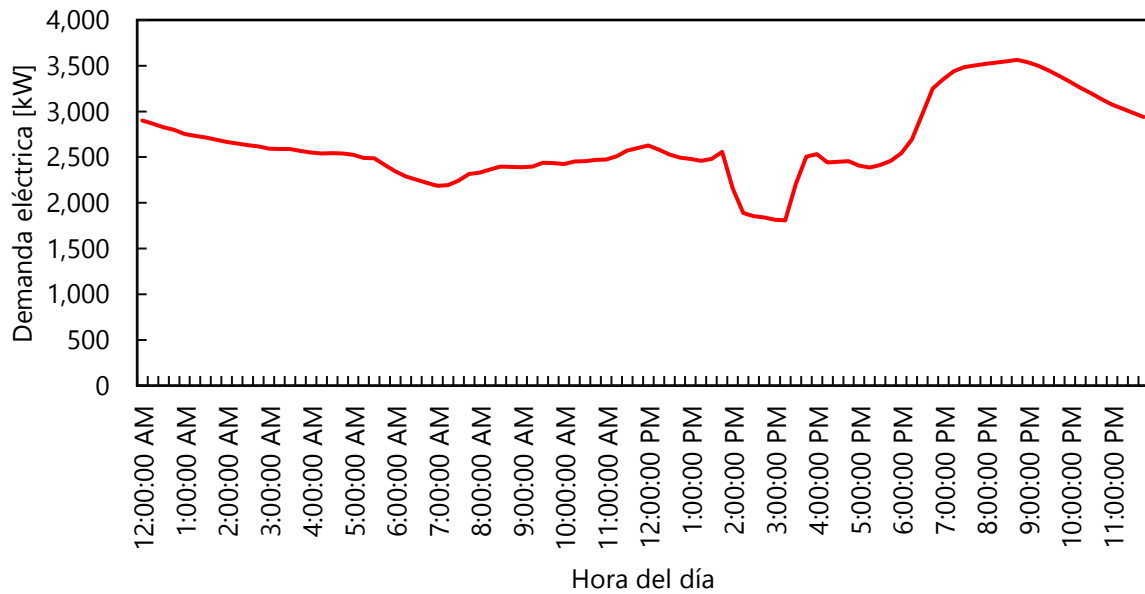




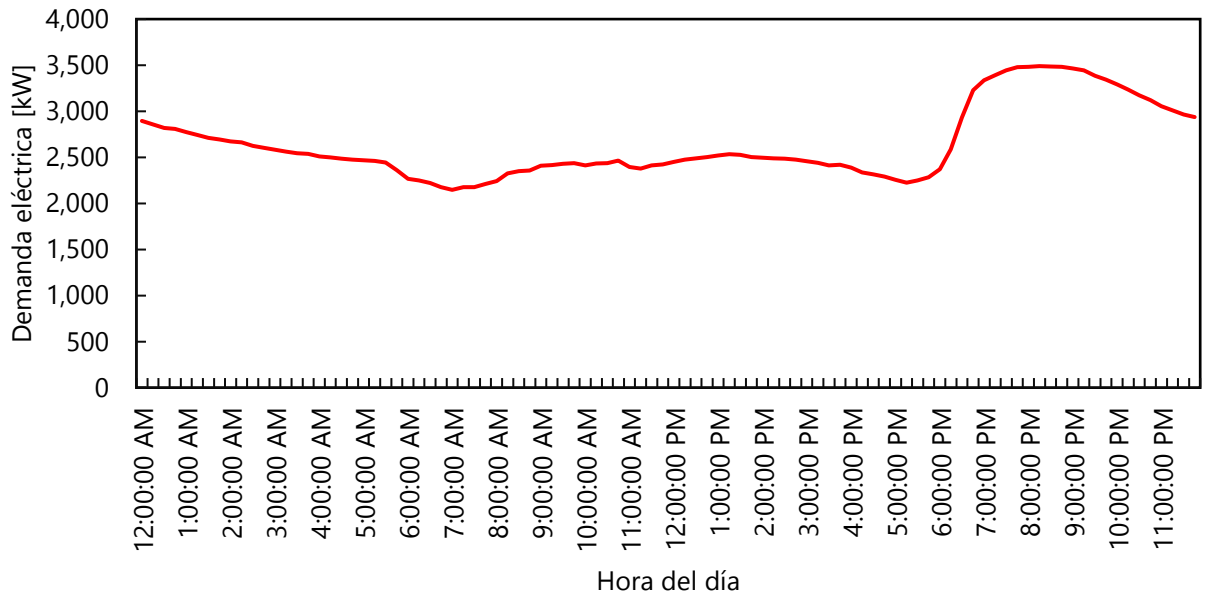
**Anexo 27- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un jueves**



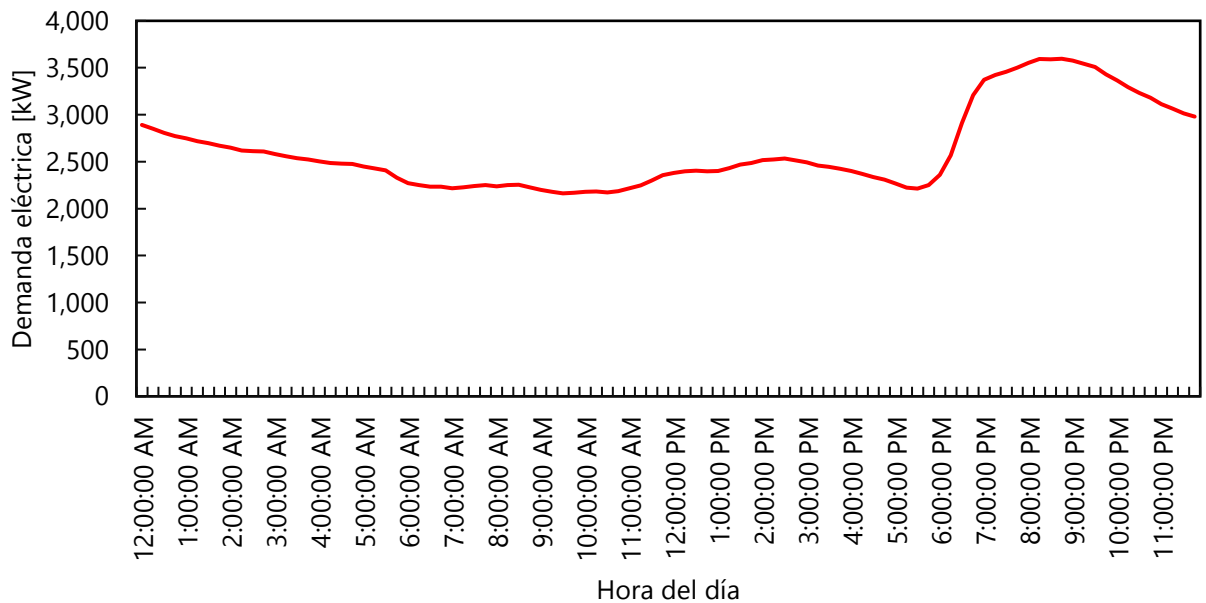
**Anexo 28- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un viernes**



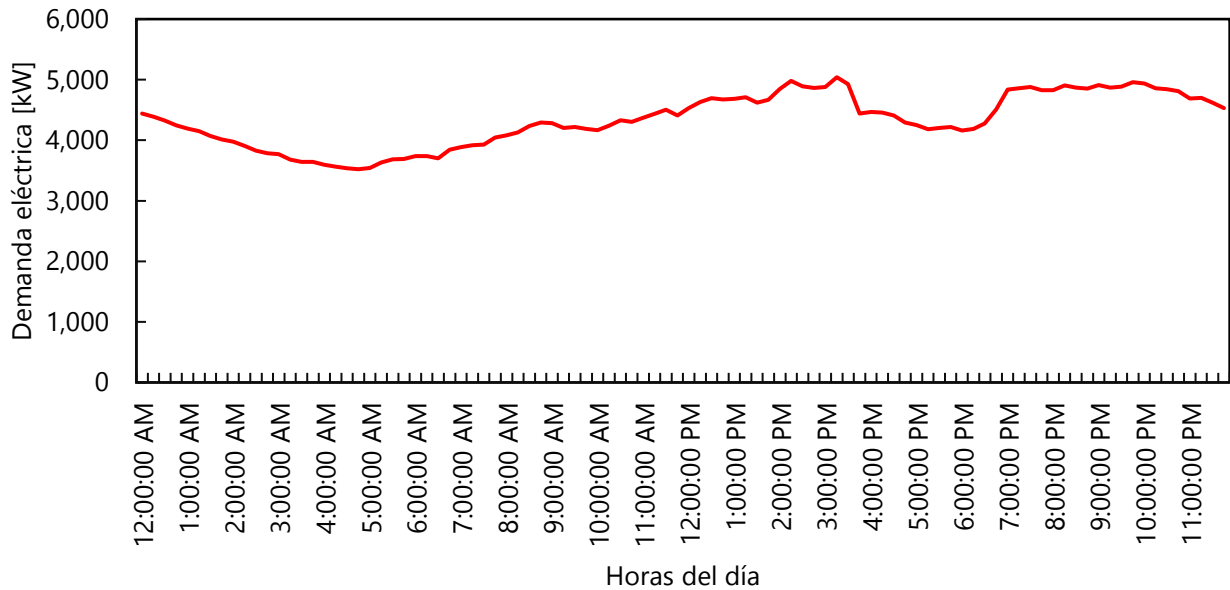
**Anexo 29- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un sábado**



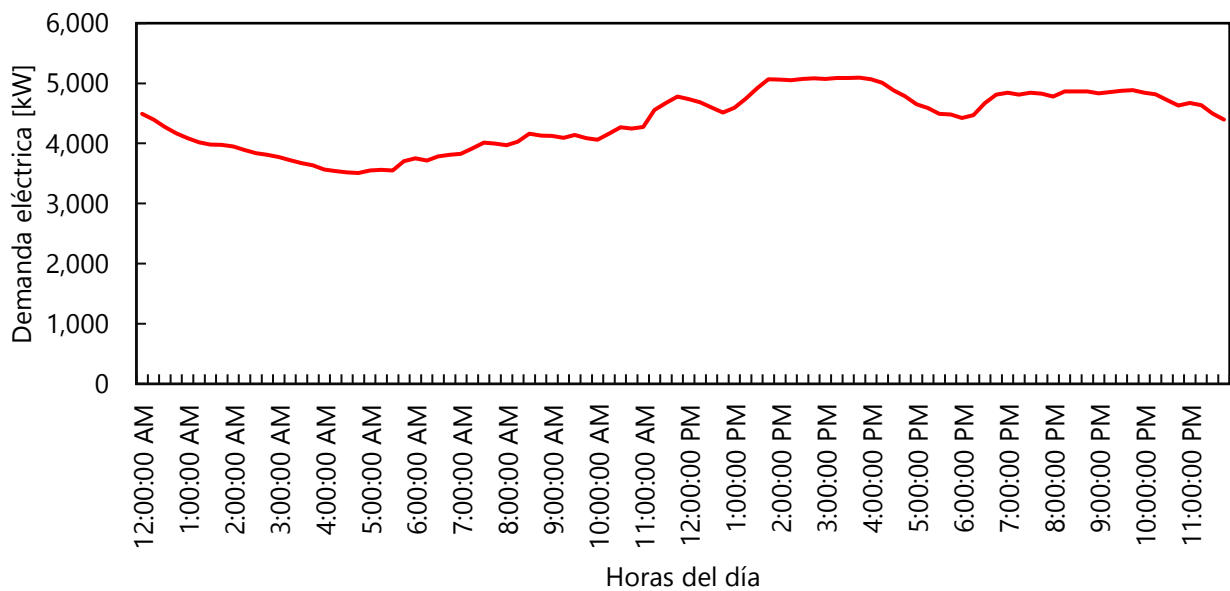
**Anexo 30- Sector residencial: gráfica del perfil de carga MONTERREY CHM-L216 para un domingo**



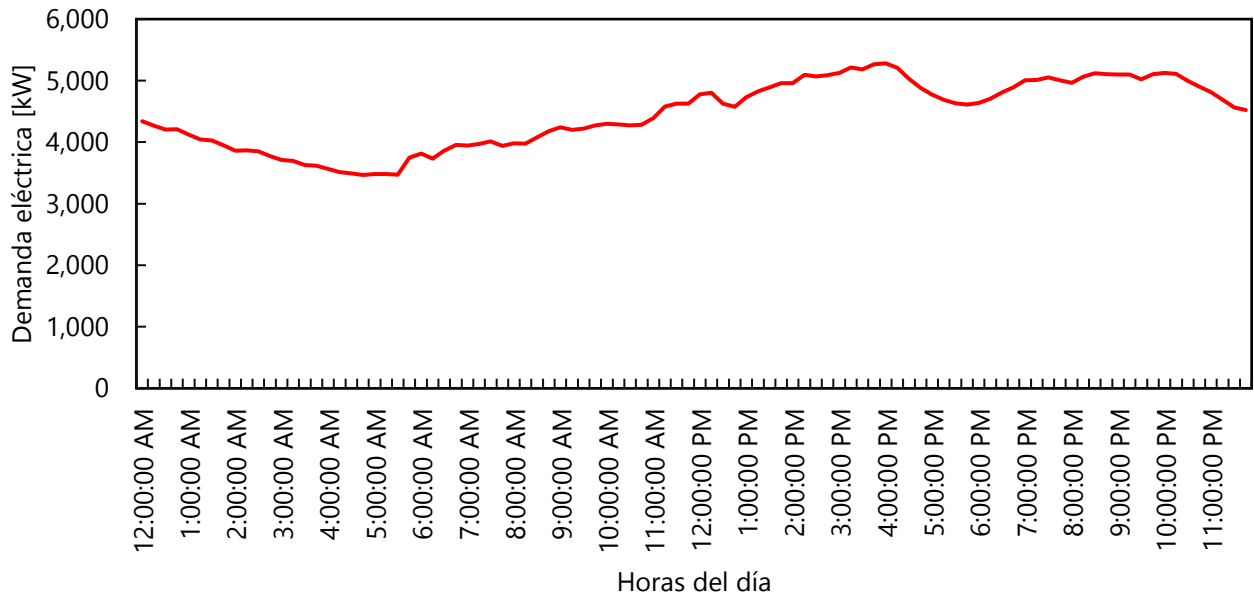
**Anexo 31- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un lunes**



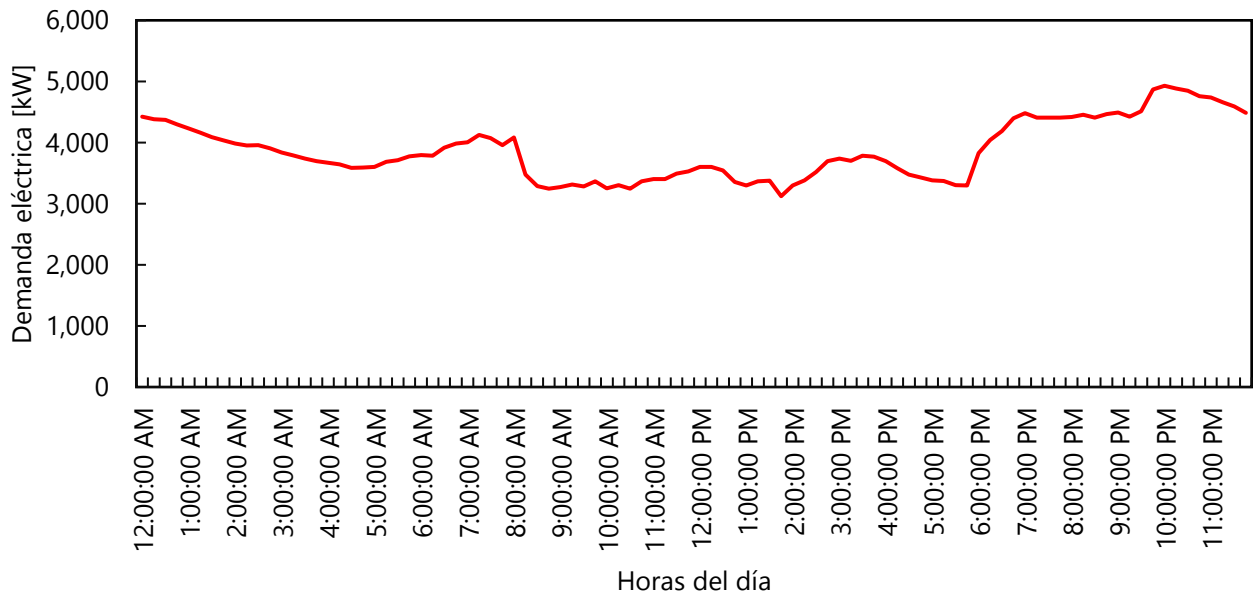
**Anexo 32- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un martes**



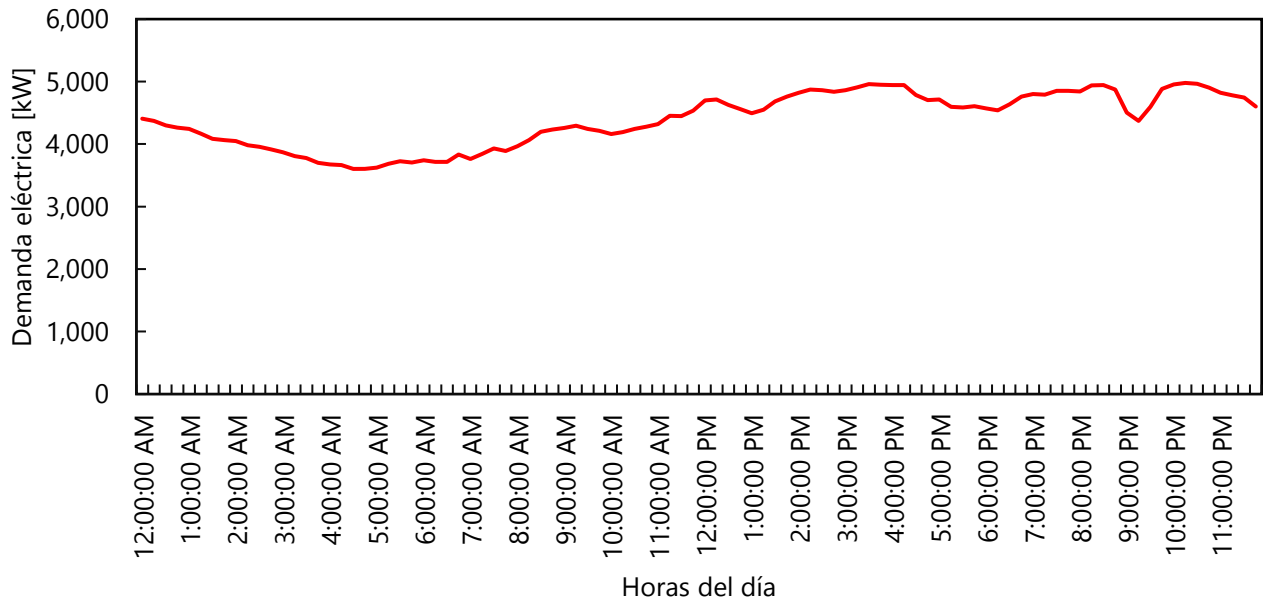
**Anexo 33- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un miércoles**



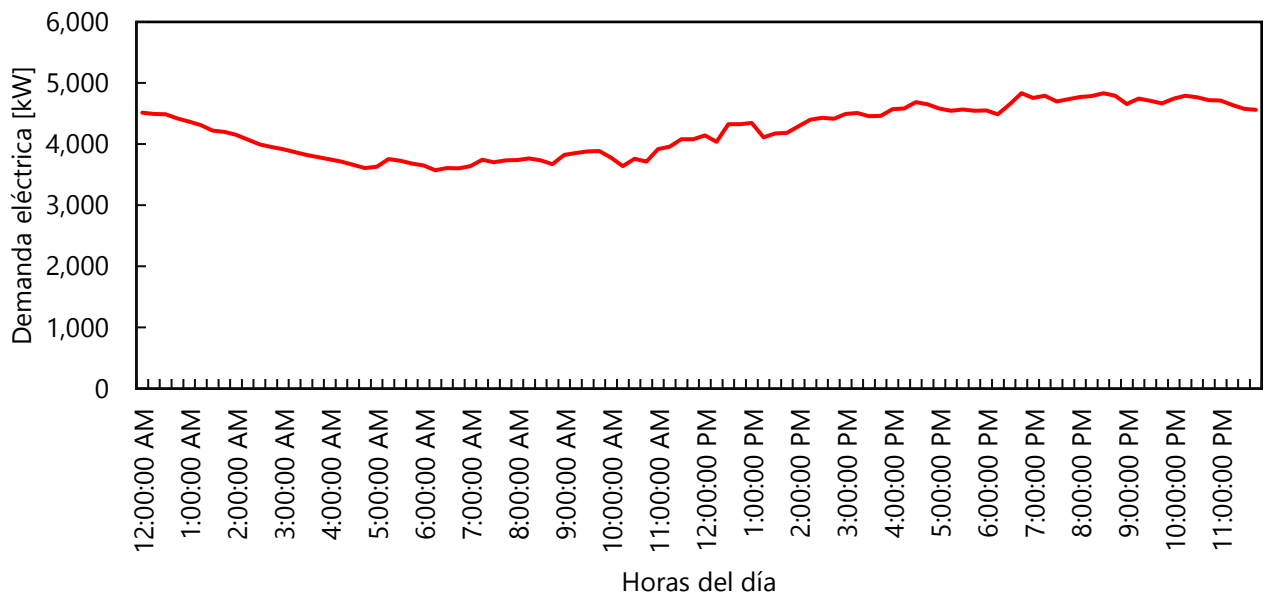
**Anexo 34- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un jueves**



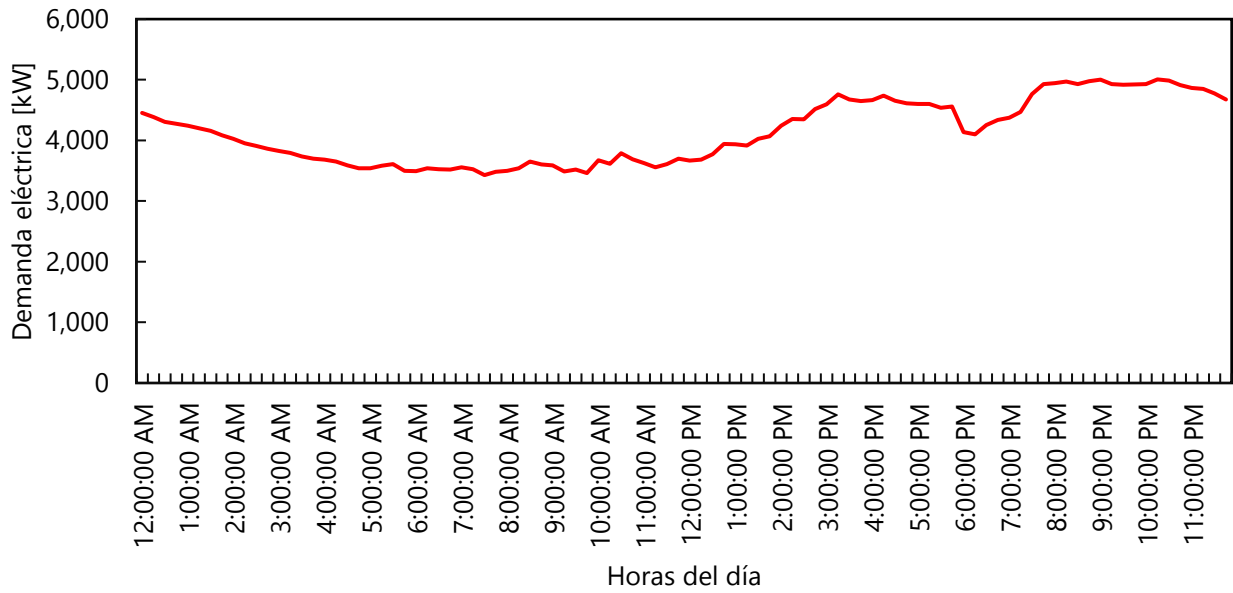
**Anexo 35- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un viernes**



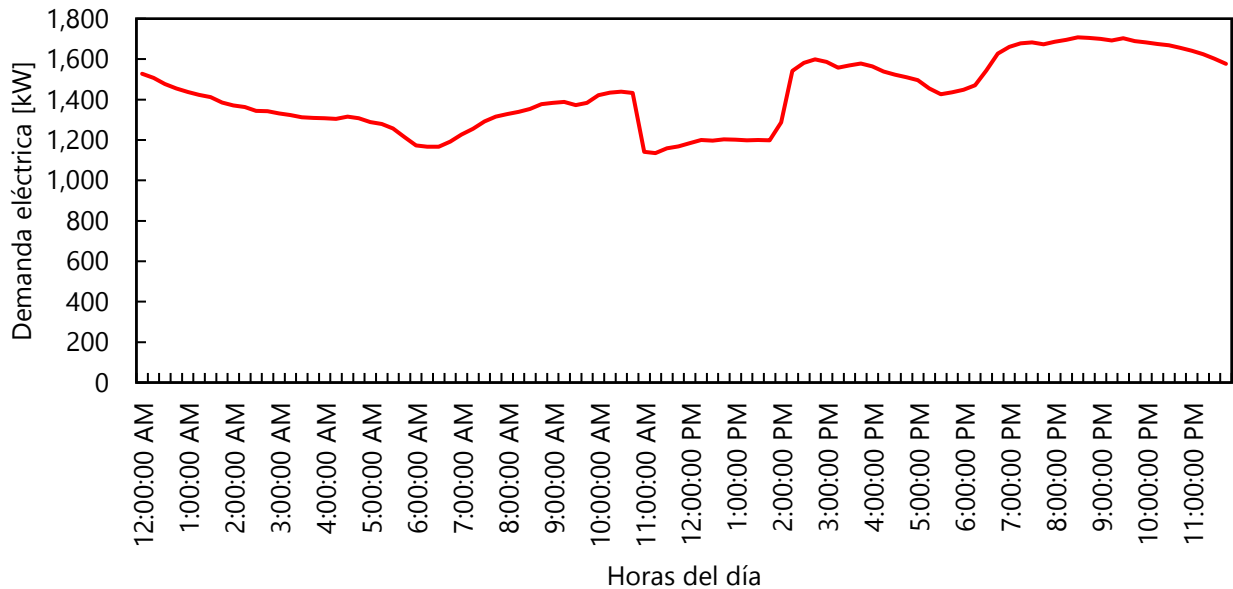
**Anexo 36- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un sábado**



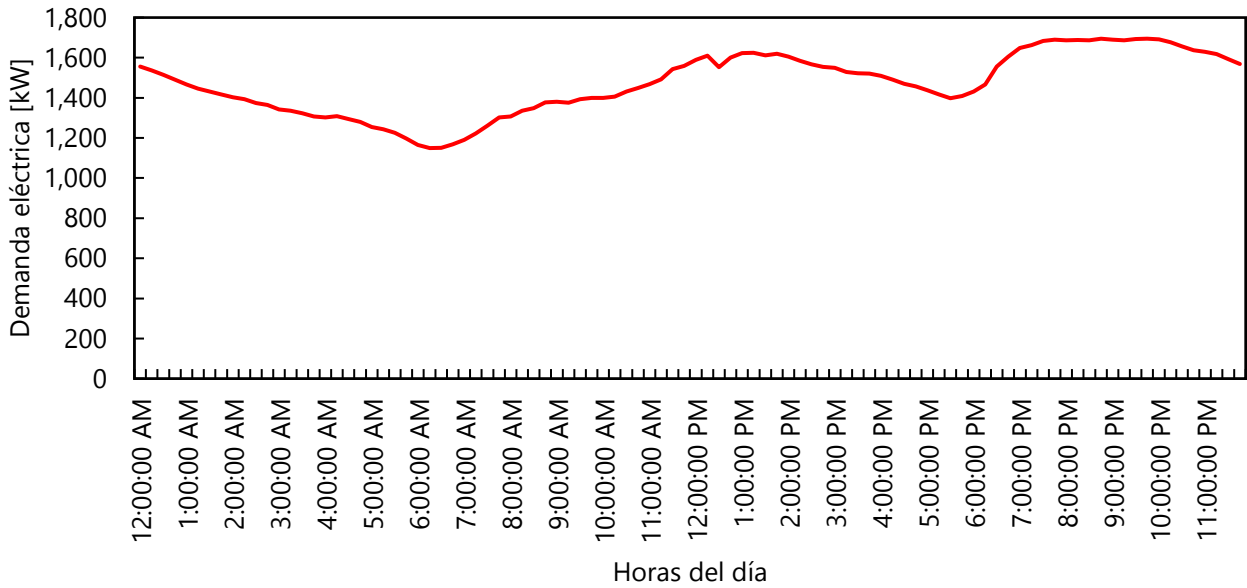
**Anexo 37- Sector comercial: gráfica del perfil de carga EXTRACTORES FUENTES BER-L248 para un domingo**



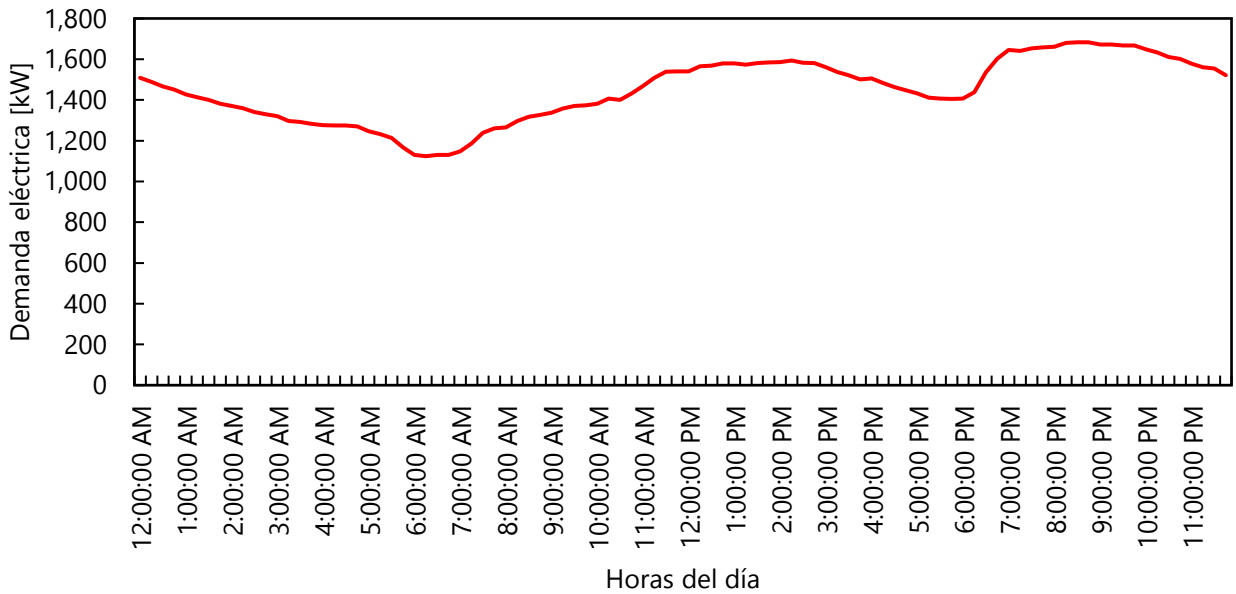
**Anexo 38- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un lunes**



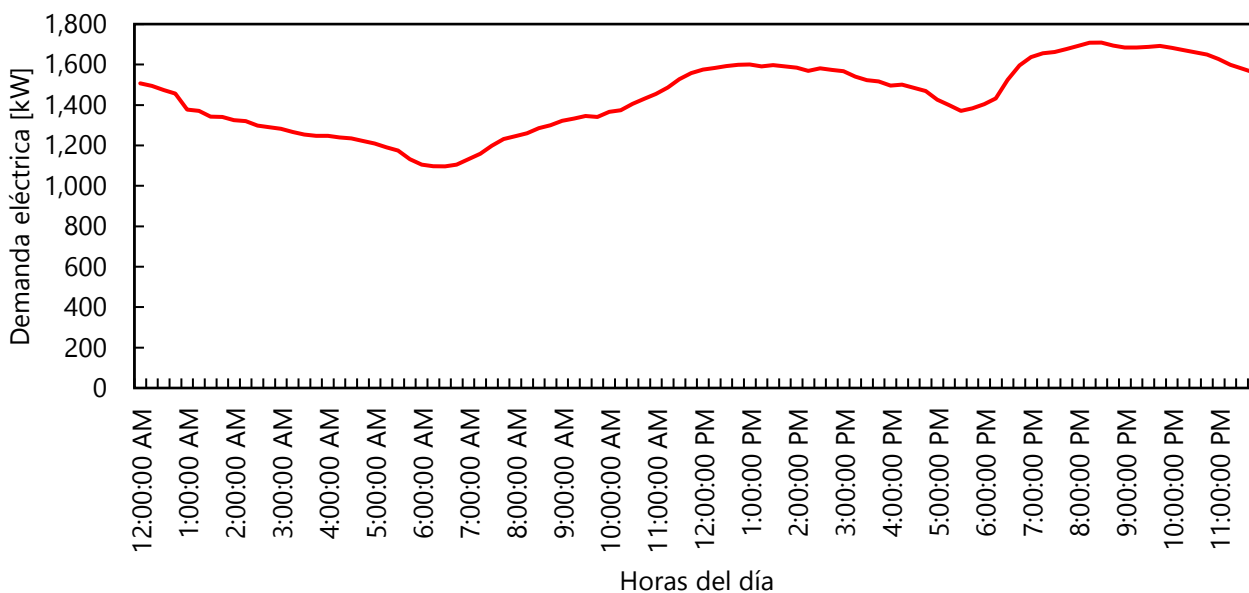
**Anexo 39- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un martes**



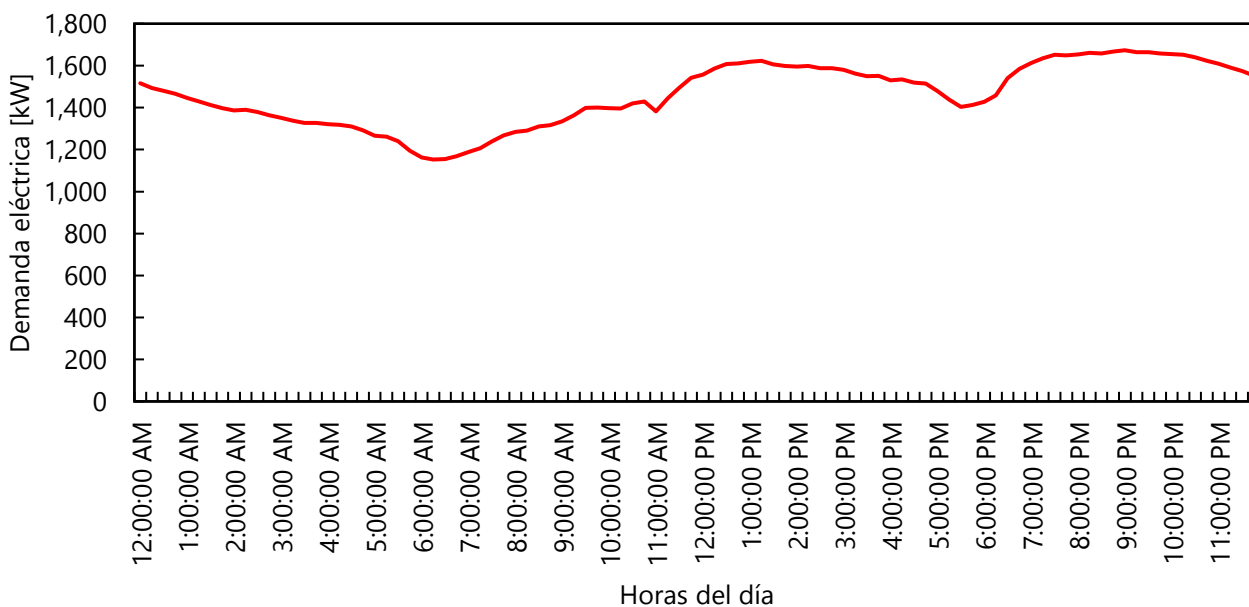
**Anexo 40- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un miércoles**



### Anexo 41- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un jueves

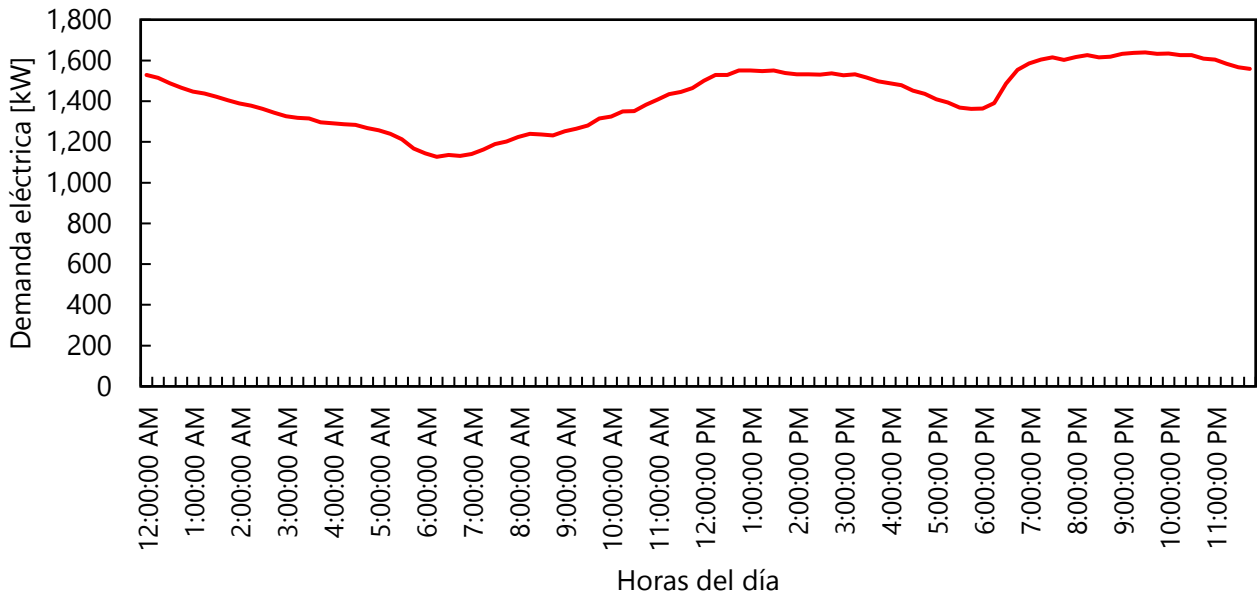


### Anexo 42- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un viernes

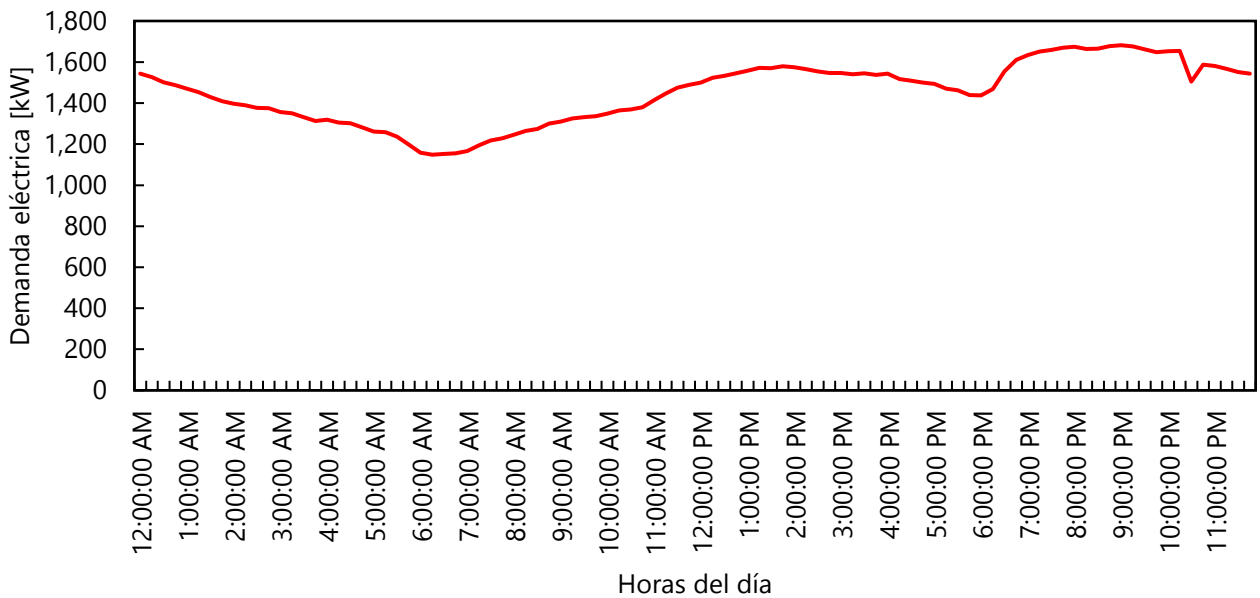




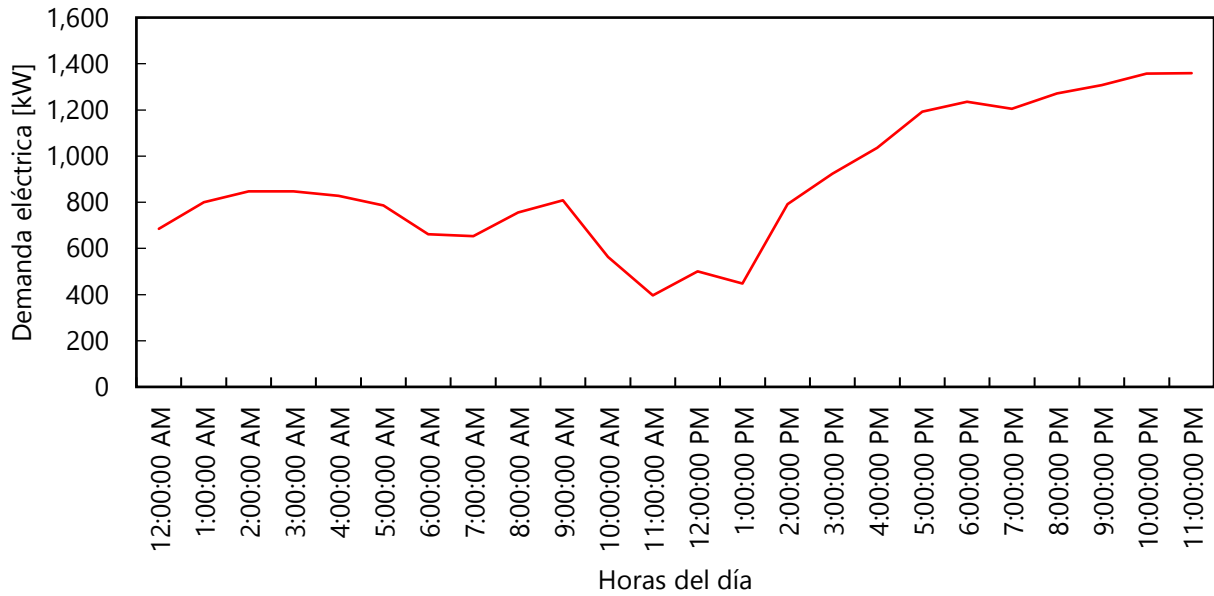
**Anexo 43- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un sábado**



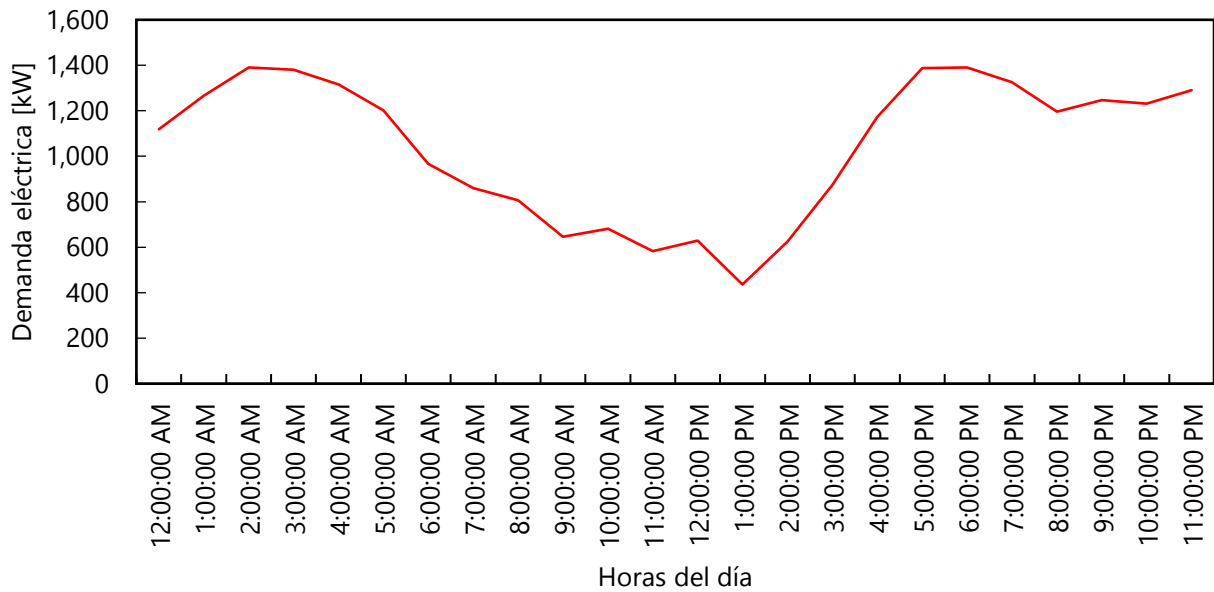
**Anexo 44- Sector comercial: gráfica del perfil de carga LA ISLA TSZ-L224 para un domingo**



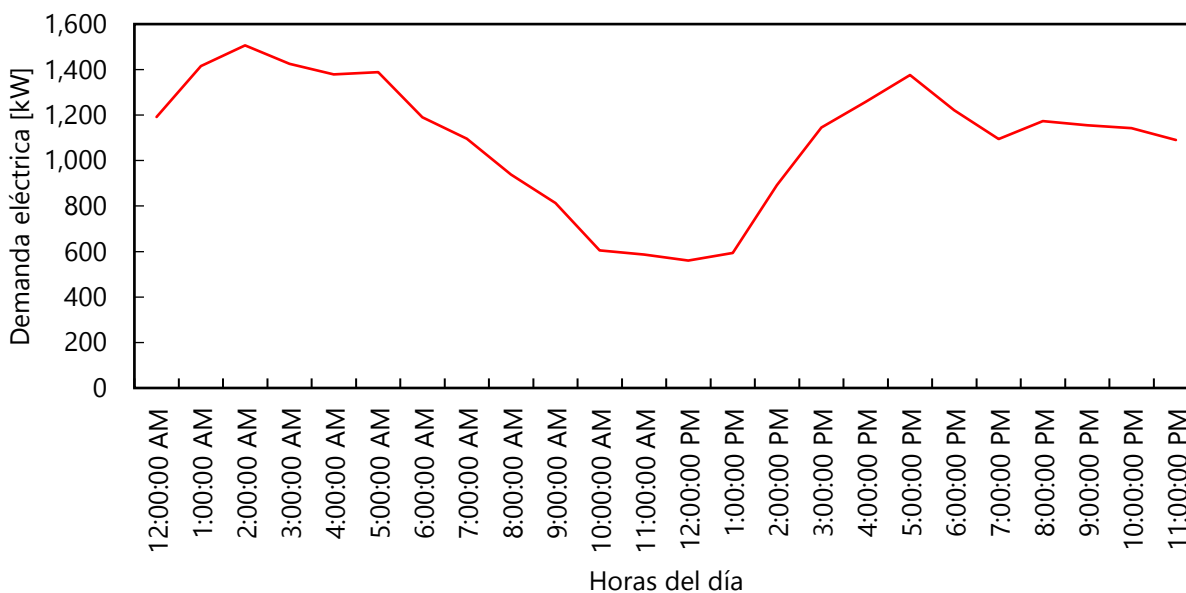
**Anexo 45- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un lunes**



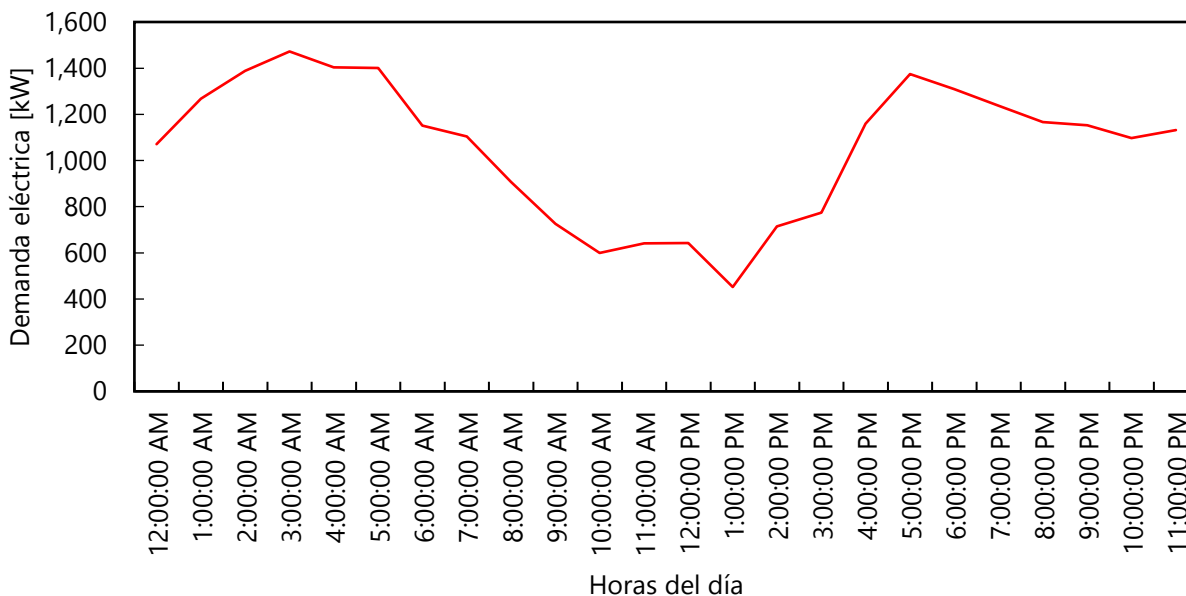
**Anexo 46- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un martes**



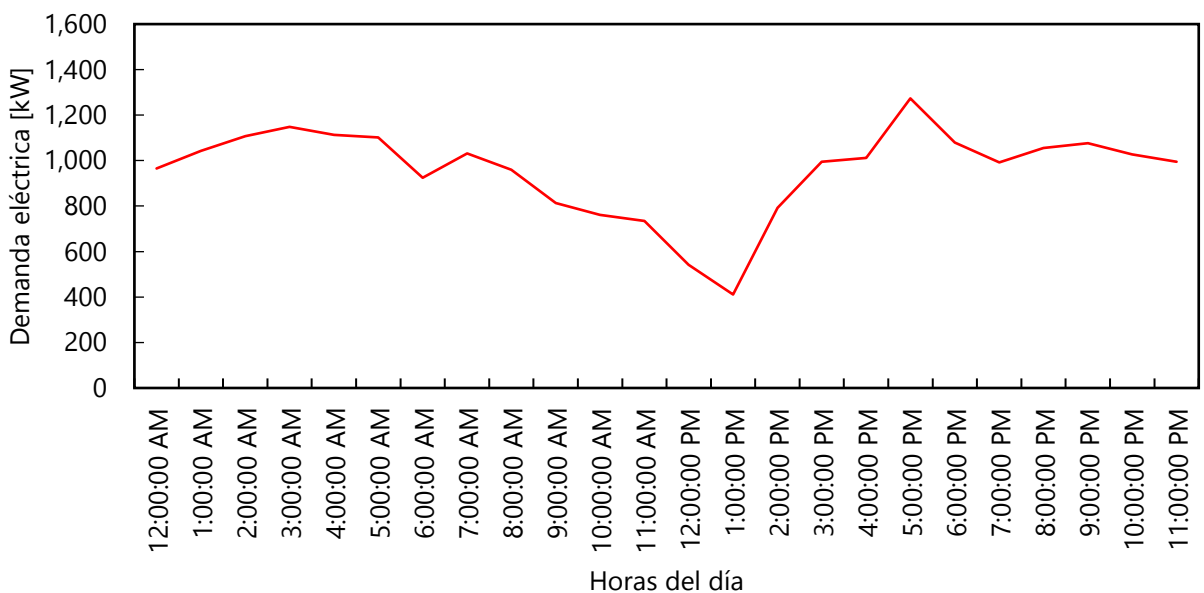
### Anexo 47- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un miércoles



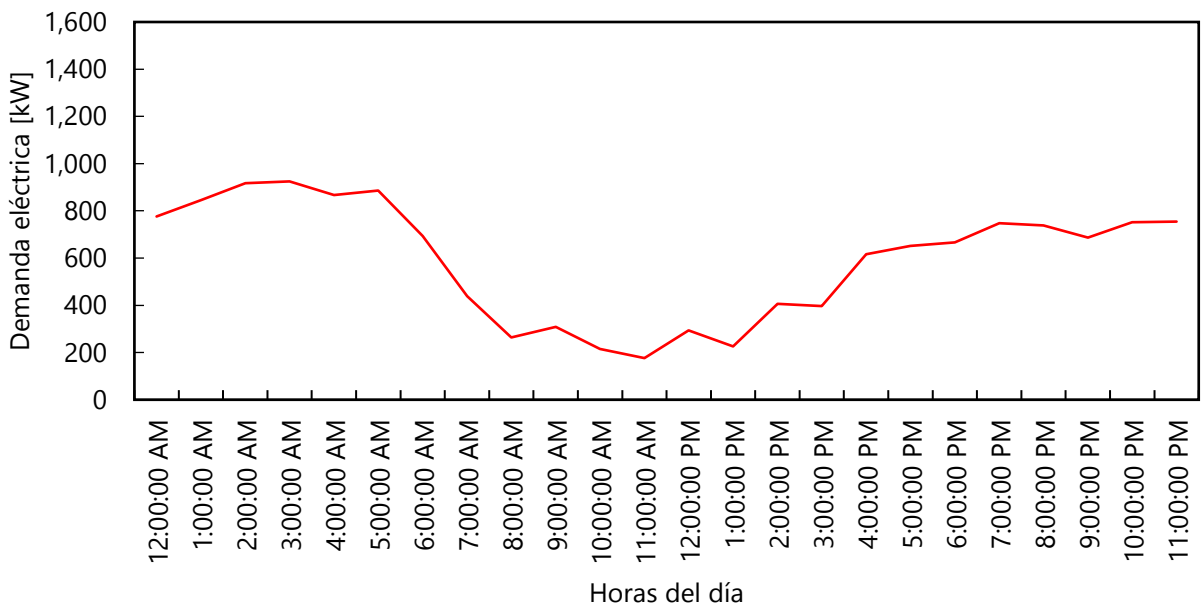
### Anexo 48- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un jueves



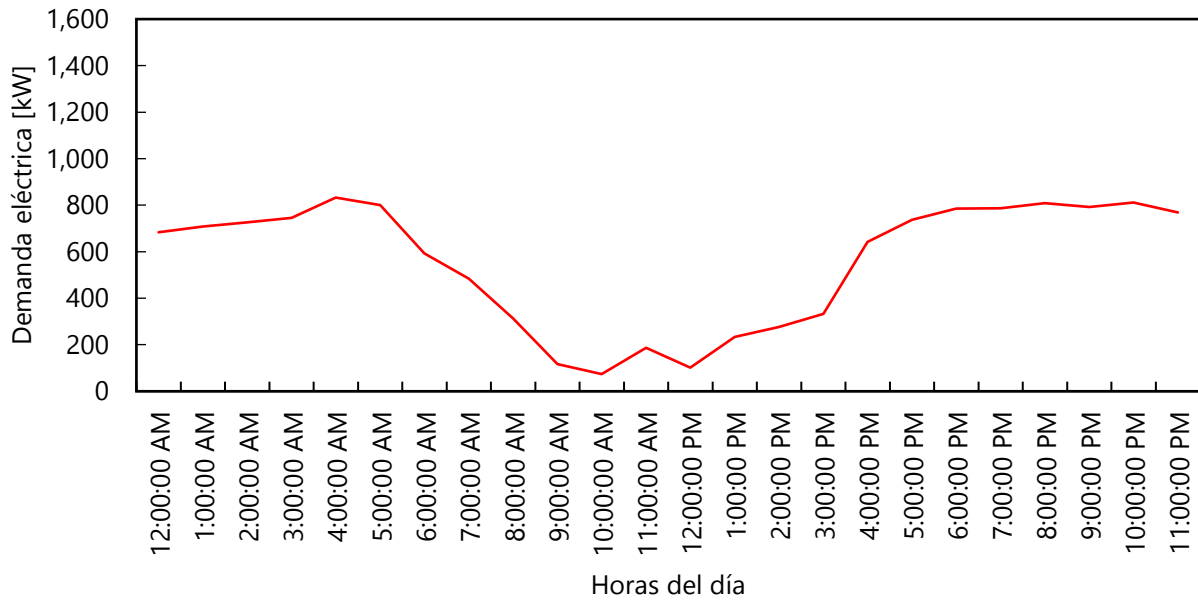
**Anexo 49- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un viernes**



**Anexo 50- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un sábado**

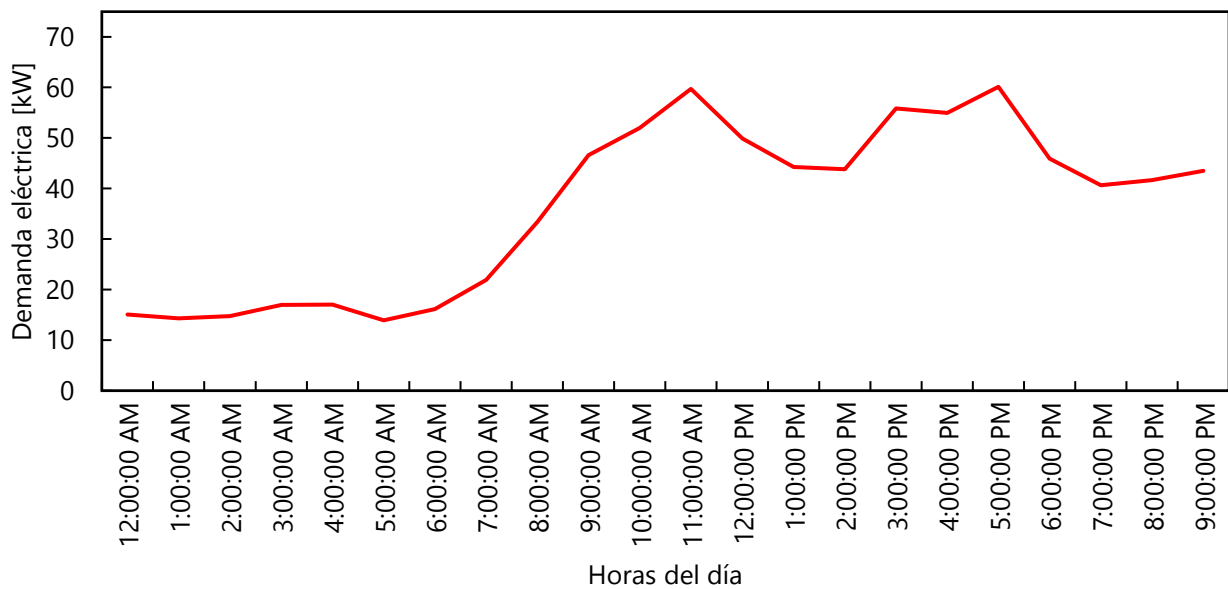


### Anexo 51- Sector industrial: gráfica del perfil de carga INVEMA para un domingo

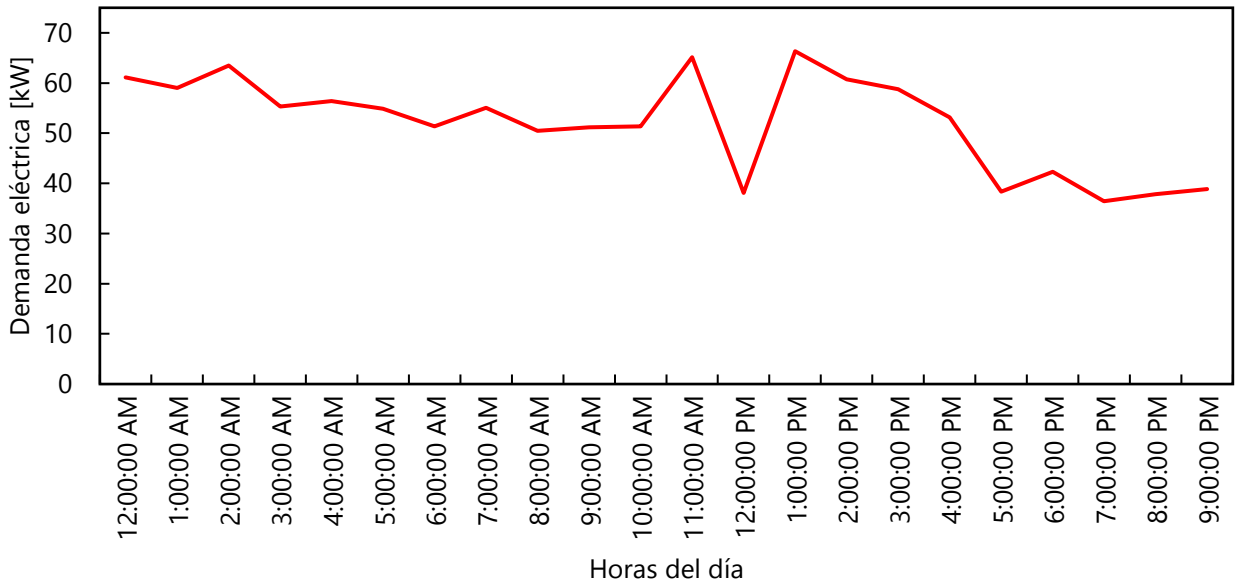


Nota aclaratoria: Los perfiles de carga presentados en los anexos 52-58 están disponibles hasta las 9:00 pm debido a la ausencia de datos.

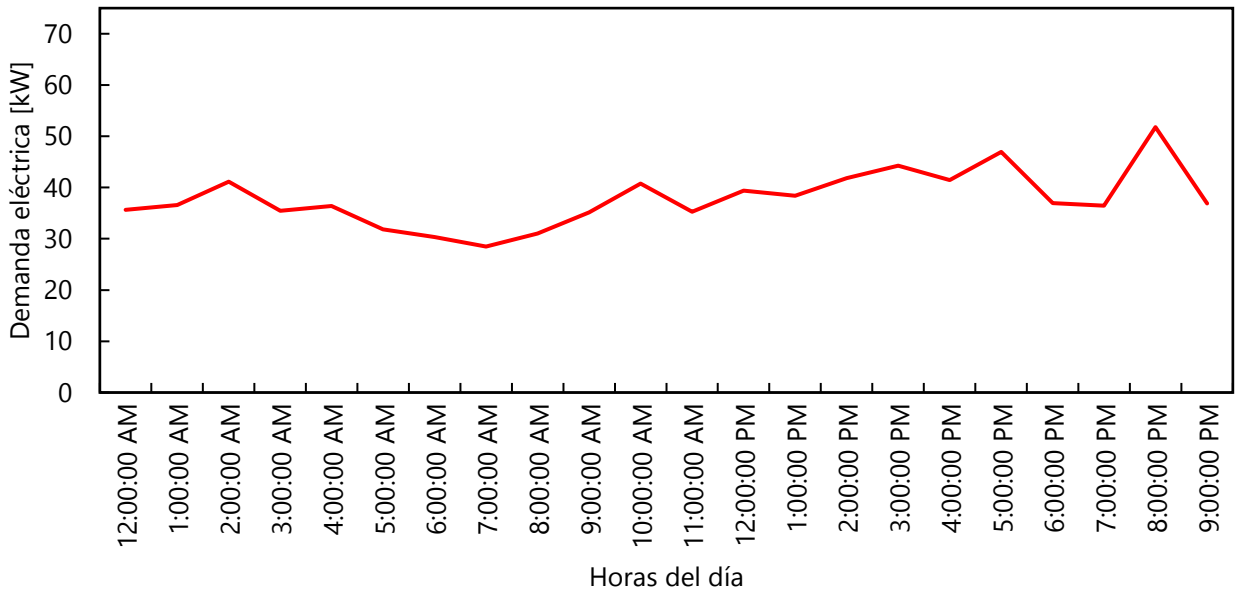
### Anexo 52- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un lunes



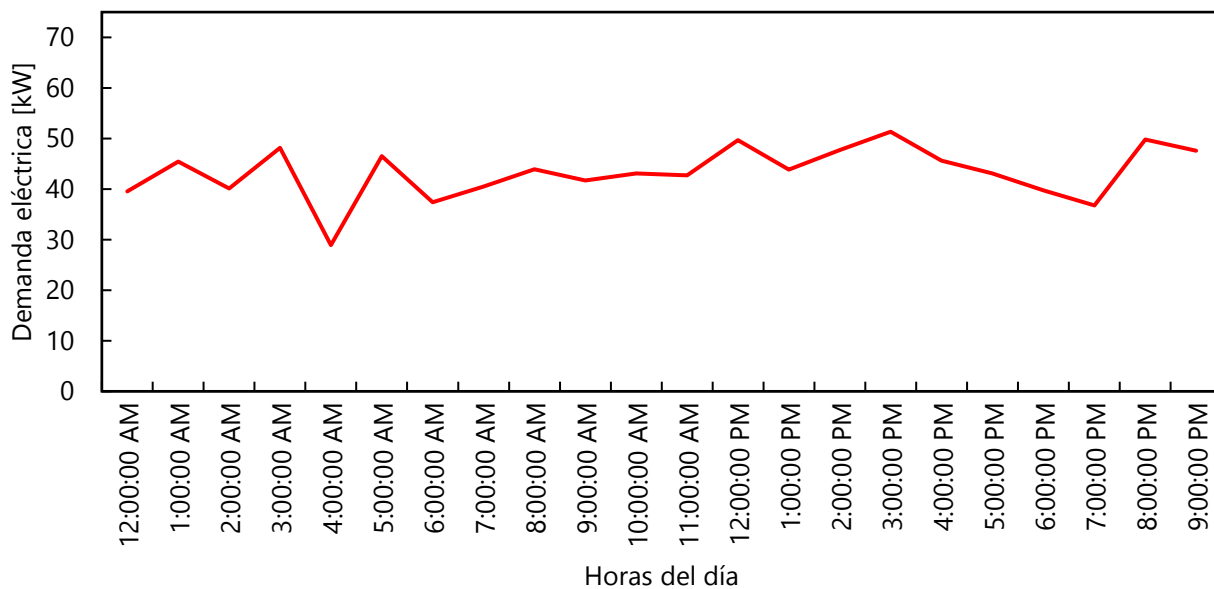
**Anexo 53- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un martes**



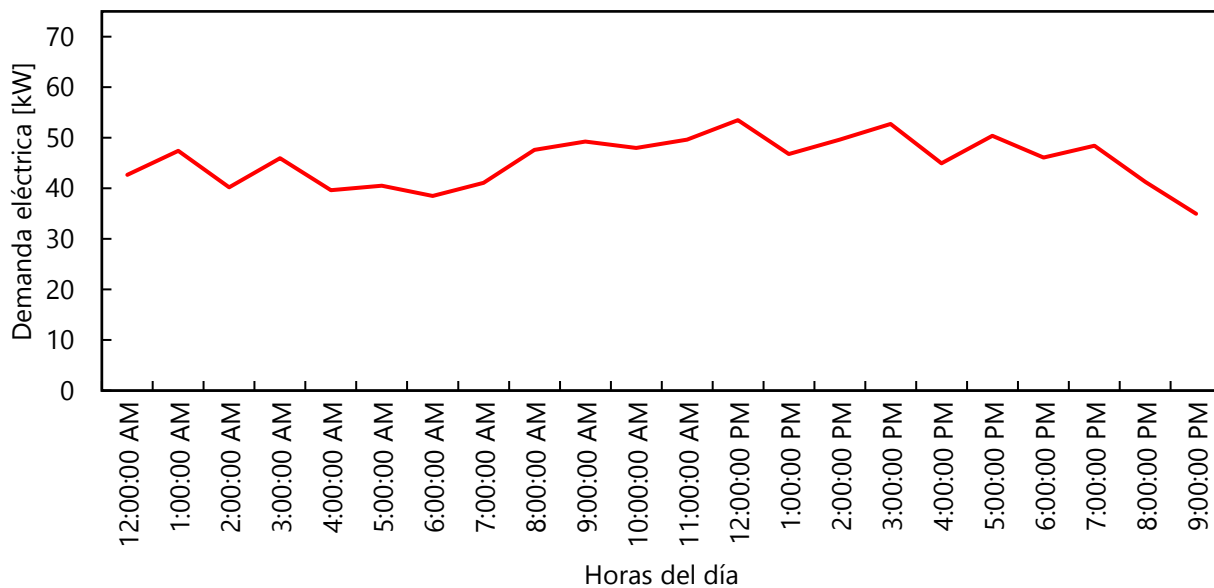
**Anexo 54- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un miércoles**



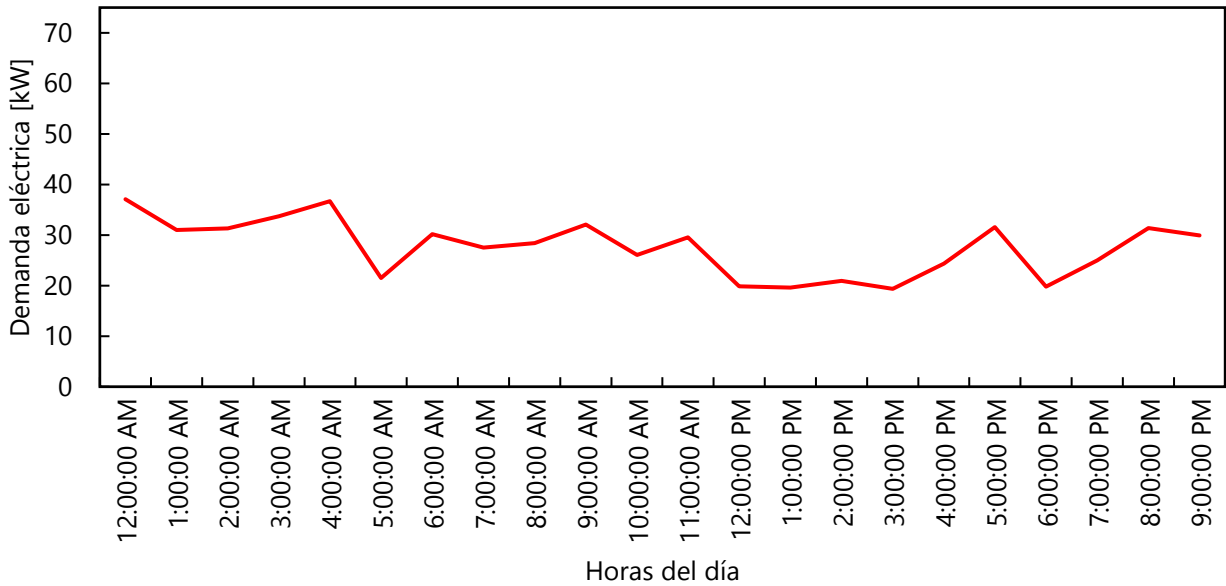
### Anexo 55- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un jueves



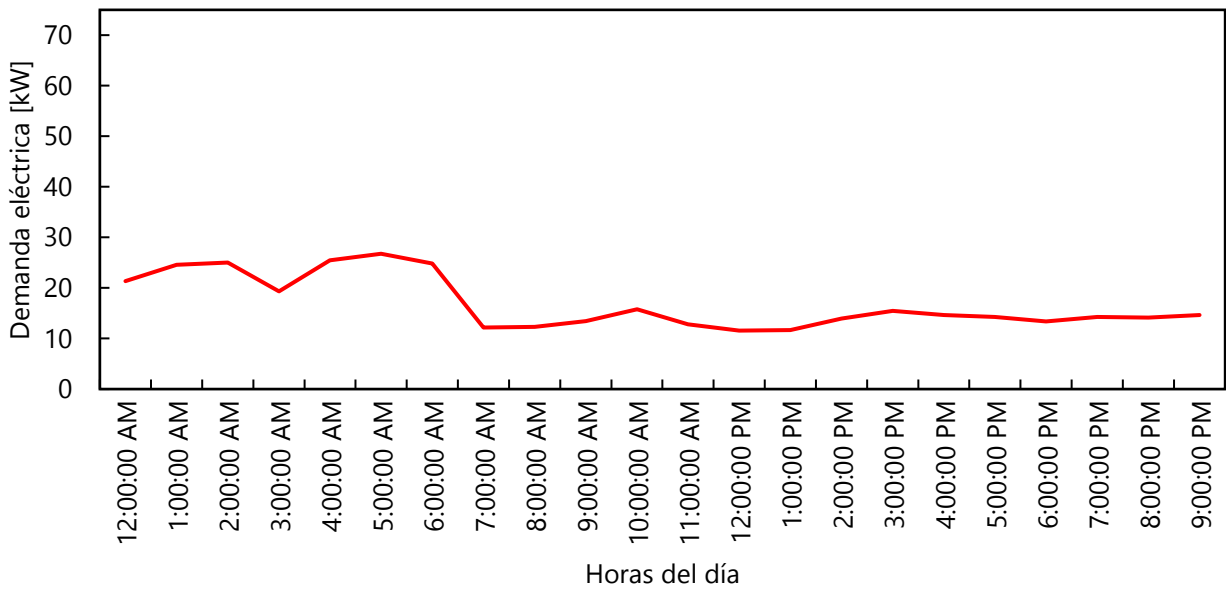
### Anexo 56- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un viernes



**Anexo 57- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un sábado**



**Anexo 58- Sector industrial: gráfica del perfil de carga LVI-22L28 para un domingo**





## Anexo 59-Permiso para utilización de datos de INVEMA.



Luis Cohello <lcohello@invemacorp.com>

Mié 09/09/2020 21:58

Para: EDUARDO ENRIQUE HERMIE

CC: FEBE DAPHNE GARCIA TORRE



Buen día , Gracias Eduardo.

Gracias por la data e información Srta. Febe , si autorizamos para poder utilizar los datos obtenidos de Invema en su tesis, Favor cuando la tenga revisada si puede nos envía una copia, también con gusto si desea venir a conocer las instalaciones es bienvenida.

Saludos

### Luis Cohello Salas

Director of Operations

INVEMA

Km.1 Carretera al Zapotal, Blvd. Del Norte

San Pedro Sula, Honduras, CA

Tel. (504) 25515777

1-305-699-4328

Email. [lcohello@invemacorp.com](mailto:lcohello@invemacorp.com)

[www.invemacorp.com](http://www.invemacorp.com)



## Anexo 60-Solicitud de parte de la ENEE para obtención de datos.

Estimada Ing. Magaly /Directora comercial EEH

Atendiendo solicitud de apoyo de parte de la Universidad Tecnológica Centroamericana (UNITEC), para desarrollar un tema de tesis de Ingeniería de Dos alumnos, sobre Evaluación económica de la tarifa con bloque horario para el sector residencial, comercial e industrial en el Dpto. de Cortes, solicito su colaboración para proporcionar los siguientes datos de los circuitos BER-L248, CHM-L216, TSZ-L224, LVI-L228, Proporcionar los datos de Enero 2020 a septiembre 2020

- Energía factura por circuito en KWH discriminada por sector de consumo y tarifa
- Cantidad de clientes por circuito discriminados por sector de consumo y tarifas
- Datos de energía o corrientes de los restauradores cada quince minutos :
  - Los Alamos BER-L248
  - Extractores fuentes BER-L248
  - Monterrey CHM-L216
  - La Isla TSZ-L224
  - 9 calle TSZ-L224

Lo perfiles de carga de la cabecera de los circuitos serán proporcionados por ENEE, para el análisis del tema la ENEE estará acompañando a los estudiantes a desarrollar el su estudio.

Atentamente,

Grevil Omar Caballero I

Departamento de Ingeniería de Distribución

ENEE, Región Norte