

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y
MECÁNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**“PROPUESTA DE UN MODELO DE OPCIÓN TARIFARIA PARA
ELECTROMOVILIDAD EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO”**

PRESENTADO POR:

- Br. Fabiola Katy Puma Florez
- Br. Anabell Zuleyka Vargas Olarte

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

Mg. Ing. Nicolas Ronald Dueñas Ponce de León

CUSCO - PERÚ

2023

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada: PROPUESTA DE UN
MODELO DE OPCIÓN TARIFARIA PARA ELECTROMOVILIDAD
EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

presentado por: FABIOLA KATY PUMA FLOREZ con DNI Nro.: 72460392

presentado por: ANABELL ZULEYKA VARGAS OLARTE con DNI Nro.: 73511706

para optar el título profesional/grado académico de INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 2 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 9%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 21 de JULIO de 2023



Firma

Post firma NICOLAS RONALD DUEÑAS PONCE DE LEON

Nro. de DNI 23824938

ORCID del Asesor 0000 - 0002 - 78335014

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.

2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid:27259:247761236

NOMBRE DEL TRABAJO

**TESIS FABIOLA PUMA-ANABELL VARGA
S FINAL.pdf**

AUTOR

FABIOLA PUMA

RECUENTO DE PALABRAS

49237 Words

RECUENTO DE CARACTERES

249357 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

205 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

9.8MB

FECHA DE ENTREGA

Jul 20, 2023 9:57 PM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Jul 20, 2023 10:00 PM GMT-5**● 9% de similitud general**

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

- 8% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 5% Base de datos de trabajos entregados
- 1% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Material citado
- Material citado
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 10 palabras)

DEDICATORIA

A mis padres, quienes me brindaron su apoyo incondicional, e inculcaron con su ejemplo, el esfuerzo y la perseverancia. A mis hermanas, por su comprensión y apoyo.

Fabiola Katy Puma Florez

A mi mamá por su apoyo, amor y comprensión ya que gracias a ella he podido lograr lo que soy hoy en día.

Anabell Zuleyka Vargas Olarte

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional de San Antonio Abad de Cusco, por brindarnos una formación profesional de calidad con valores y principios.

Gracias a todos y cada uno de los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica que nos han hecho profesionales al impartir sus conocimientos invaluable con su tolerancia, entrega y apoyo.

A nuestro asesor Ing. Nicolas Dueñas Ponce de León por su apoyo y valiosas enseñanzas en todo el desarrollo de la tesis; la organización, planificación y conocimientos, son atributos que denotan la excelente docente que es Ud., muchas gracias maestro.

ÍNDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE.....	iv
ÍNDICE DE TABLAS	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xv
ÍNDICE DE ANEXOS	xviii
RESUMEN	xix
ABSTRACT.....	xx
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xxi
1. CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1.Situación Problemática	1
1.2.Formulación del Problema.....	3
1.2.1. Problema General.....	3
1.2.2. Problemas Específicos	3
1.3.Justificación del Problema.....	3
1.4.Alcances y limitaciones	5
1.4.1. Alcances.....	5
1.4.2. Limitaciones.....	5
1.5.Objetivos de la Investigación.....	6

1.5.1. Objetivo General.....	6
1.5.2. Objetivos Específicos.....	6
1.6.Hipótesis7	
1.6.1. Hipótesis General.....	7
1.6.2. Hipótesis Específica.....	7
1.7.Ámbito Geográfico	7
1.8.Variables e Indicadores.....	8
2. CAPÍTULO II: METODOLOGÍA	9
2.1.Tipo de Investigación	9
2.2.Enfoque de Investigación	9
2.3.Alcance de la Investigación	10
2.4.Diseño de Investigación.....	10
2.5.Población y Muestra de la Investigación	10
2.5.1. Población.....	10
2.5.2. Muestra	11
2.6.Técnica e Instrumento de Recolección de Datos	11
2.6.1. Técnica.....	11
2.6.2. Instrumento	11
2.7.Procesamiento de Análisis de Datos.....	12
3. CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO	13

3.1. Antecedentes del Problema.....	13
3.1.1. Antecedentes Nacionales	13
3.1.2. Antecedentes Internacionales.....	15
3.2. Marco Teórico	16
3.2.1. Mercado Eléctrico Peruano.....	16
3.2.2. Proyección de Demanda	19
3.2.3. Factor de Carga	23
3.2.4. Curvas Horarias de Demanda	23
3.2.5. Tarifa Eléctrica.....	25
3.2.6. Electromovilidad.....	35
3.2.7. Movilidad sostenible.....	35
3.2.8. Vehículos Eléctricos	35
3.2.9. Infraestructura Para la Carga de Batería de los VEs.....	61
3.2.10. Modos de Carga de los VE's	66
3.2.11. Autonomía.....	68
3.2.12. Electrolineras	69
3.2.13. Ventajas y Desventajas del Uso de VEs	70
3.2.14. Modelos y Características de los Principales VEs en Perú.....	73
3.3. Marco Conceptual.....	74
3.4. Fundamento Legal (Bases Normativas).....	74

3.4.1. Protocolo de Kyoto de la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”	74
3.4.2. Marco de Cooperación para el Desarrollo Sostenible 2022 – 2026 (Perú-ONU)75	
3.4.3. Ley 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas” y el Decreto Supremo N° 009-93-EM “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”	75
3.4.4. Resolución N° 206-2013-OS/CD “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”	76
3.4.5. Ley 27345, “Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía”	76
3.4.6. D.S. N° 095-2018-EF “Modificación del Impuesto General a las Ventas e Impuesto”	76
3.4.7. D.S. 019-2018-MTC. “Modifica el Reglamento Nacional de Vehículos, el Texto Único Ordenado del Reglamento Nacional de Tránsito - Código de Tránsito y dicta otras disposiciones”	76
3.4.8. D.S. 027-2019-MTC “Se crea el Programa Nacional de Transporte Urbano Sostenible”	77
3.4.9. DS N°237-2019-EF “Plan Nacional de Competitividad y Productividad”	77
3.4.10. RM 250-2019-MINEM-DM. “Disposiciones para facilitar el desarrollo del mercado de vehículos eléctricos e híbridos y su infraestructura de Abastecimiento”	
77	
3.4.11. D.S. 022-2020-EM. “Se aprueban disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica”	78

3.4.12. R.M. N° 0367-2020-MTC/01.02 “Grupo de Trabajo Multisectorial de la NAMA Transporte Urbano Sostenible del Perú - NAMA TRANSPerú”	78
3.4.13. Propuesta no aprobada - Plan nacional para promover la electromovilidad en el Perú -AAP.....	79
3.4.14. Proyecto de Ley N°3397-2022-CR “Ley de promoción y fomento de la electromovilidad”	79
3.4.15. Proyecto de Ley N° 3203-2022-CR “Ley general de electromovilidad”	80
4. CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DE LAS OPCIONES TARIFARIAS Y LA DEMANDA EN EL PERÚ.....	81
4.1. Evaluación de las Opciones Tarifarias y Conceptos de Facturación en el Mercado Eléctrico Peruano Aplicado a la Electromovilidad.....	81
4.1.1. Viabilidad de las Opciones Tarifarias Actuales en el Perú Aplicables para la Electromovilidad	81
4.1.2. Viabilidad de los Actuales Conceptos de Facturación en el Perú Aplicables para la Electromovilidad.....	84
4.1.3. Análisis del Consumo Promedio de Uso Residencial con VE.....	86
4.1.4. Evaluación de las Opciones Tarifarias Actuales.....	87
4.2. Benchmarking del Modelo Tarifario en Otros Países.....	88
4.2.1. Modelos Tarifarios Internacionales	88
4.2.2. Metodología Aplicada al Benchmarking	103
4.3. Comportamiento de la Curva de Demanda del Sector Eléctrico Peruano	106

4.4. Proyección de la Demanda de Energía para el 2030	108
4.4.1. Proyección de la Demanda Vegetativa.	108
4.4.2. Demanda de Grandes Cargas	113
4.4.3. Pronóstico Total del SEIN	113
4.4.4. Curva de Demanda para el Año 2030	115
4.5. Proyección de la Demanda de Energía por Electromovilidad para el Año 2030 en el Perú	
116	
4.5.1. Ecuaciones para la Proyección del Parque Automotor	117
4.5.2. Resultados de la Proyección del Parque Automotor	117
4.5.3. Demanda Proyectada de VEs para el Año 2030	118
4.6. Comportamiento de la Demanda por VEs para el Año 2030	118
5. CAPÍTULO V: MODELO DE UNA NUEVA OPCIÓN TARIFARIA PARA LA	
ELECTROMOVILIDAD EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGULADO	124
5.1. Desarrollo de la Propuesta	124
5.1.1. Discriminación Horaria Propuesta	124
5.1.2. Propuesta de Opción Tarifaria 3 Energías BT5V	126
5.2. Condiciones específicas de aplicación de la opción tarifaria BT5V	128
5.2.1. Restricciones de utilización	128
5.2.2. Potencia conectada en usuarios:	128
5.2.3. Facturación de energía activa:	129

5.2.4. Facturación por exceso de potencia activa:	129
5.3. Cálculo de factores para los conceptos de facturación en energía.....	130
5.4. Normativa propuesta para la opción tarifaria BT5V	131
5.4.1. “Norma de Opciones y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final” (Resolución N° 206-2013-OS/CD).....	131
5.1.3. Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 137-2019-OS/CD.....	137
6. CAPÍTULO VI: COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LA OPCIÓN TARIFARIA PROPUESTA.....	138
6.1. Comparación de las opciones tarifarias	138
6.2. Desarrollo de las electrolineras en el Perú.....	144
6.3. Comparación de costos entre vehículo a combustión y VE	147
7. CAPÍTULO VII: DISCUSIÓN DE RESULTADOS	149
CONCLUSIONES	154
Conclusión General.....	154
Conclusiones Específicas	154
RECOMENDACIONES.....	156
REFERENCIAS.....	157
ANEXOS	166
Anexo 1: Matriz de Consistencia	166
Anexo 2: Proyección de Demanda Vegetativa para el año 2030	168

Anexo 3: Proyección de Demanda de Grandes Cargas para el año 2030	170
Anexo 4: Boletines estadísticos del MTC respecto al parque automotor del Perú	175
Anexo 5: Estado de cuenta corriente de un usuario de la empresa distribuidora Electro Sur Este S.A.A.	176
Anexo 6: Pliego tarifario de OSINERGMIN para el mes de febrero 2022	177
Anexo 7: Precios Promedio de Combustibles (Soles/Galón) EESS/Grifos y Gasocentros OSINERGMIN-Febrero 2022	180

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Variables e indicadores	8
Tabla 2 Usuarios libres y regulados	19
Tabla 3 Opciones tarifarias de BT	31
Tabla 4 Comparación de eficiencia de diferentes motores eléctricos para VE's.....	49
Tabla 5 Las principales características de los tipos de baterías de iones de litio.....	55
Tabla 6 Las principales características de los tipos de baterías recargables según su tecnología.....	57
Tabla 7 Descripción general de los estándares para la carga de VEs	65
Tabla 8 Principales conectores de carga para VEs	66
Tabla 9 Modos de recarga según estándar IEC.....	67
Tabla 10 Autonomía de 21 VEs.....	68
Tabla 11 Ventajas y desventajas del uso de VEs	71
Tabla 12 Características de algunos modelos de VEs.....	73
Tabla 13 Viabilidad de las opciones tarifarias actuales	82
Tabla 14 Conceptos de facturación aplicables para la electromovilidad.....	84
Tabla 15 Histórico de consumo de energía y potencia	86
Tabla 16 Comparación de los precios en las actuales opciones tarifarias	87
Tabla 17 Cargos por consumo de energía, potencia y cargo fijo - vigente al 2022.....	89
Tabla 18 Tarifas eléctricas de la empresa CNFL.....	90
Tabla 19 Tarifa Branca Enel CE	91
Tabla 20 Cargos tarifarios únicos- Tarifa general de BT para VEs de Ecuador - pliego tarifario del 01/01/2021 hasta el 31/12/ 2021	92

Tabla 21 Tarifas de suministros eléctricos flexibles TARIFA THR FLEX - Tipo de Conexión BT-AA.....	94
Tabla 22 Pliego tarifario del servicio eléctrico aplicable al usuario final CAEES, S.A. DE C.V. de El Salvador	96
Tabla 23 Pliego Tarifario empresa de distribución EEGSA en Guatemala.	98
Tabla 24 Tarifa One Luz 3 Periodos – ENDESA de España.....	99
Tabla 25 Franjas horarias de energía eléctrica definidas por la Autoridad (ARERA) de Italia	100
Tabla 26 Gastos en materia energética	101
Tabla 27 Servicios de red.....	102
Tabla 28 Coste de recarga del coche eléctrico	102
Tabla 29 Benchmarking de las opciones tarifarias en otros países.....	103
Tabla 30 Proyección de la Demanda Vegetativa al 2030	111
Tabla 31 Proyección de demanda total del SEIN al 2030.....	114
Tabla 32 Proyección de parque automotor Perú 2030	117
Tabla 33 Demanda proyectada de VEs para el año 2030	118
Tabla 34 Demandas resultantes con electromovilidad para los tres escenarios.....	119
Tabla 35 Opción tarifaria BT5V	126
Tabla 36 Tarifas de los conceptos de facturación para la opción tarifaria propuesta BT5V	130
Tabla 37 Parámetros de la Opción tarifaria BT5V	131
Tabla 38 Parámetros de la Opción tarifaria BT5V -2	131
Tabla 39 Cargos de facturación de baja tensión de la opción tarifaria BT5V	133

Tabla 40 Definición de los parámetros	133
Tabla 41 Comparación de precios incluyendo la nueva opción tarifaria BT5V en horario base	139
Tabla 42 Comparación de precios incluyendo la nueva opción tarifaria BT5V en horario media.....	140
Tabla 43 Comparación de precios incluyendo la nueva opción tarifaria BT5V en horario punta.....	141
Tabla 44 Comparación de precios de opciones tarifarias para los tres bloques horarios propuestos	142
Tabla 45 Inversión inicial y costos fijos para una electrolinera con dos puntos de carga	144
Tabla 46 Características de la electrolinera proyectada.....	145
Tabla 47 Importe total por la energía utilizada en la electrolinera con la opción tarifaria MT2.....	146
Tabla 48 Resumen de precio de energía en una electrolinera.....	146
Tabla 49 Comparación de precios.....	147
Tabla 50 Matriz de Consistencia.....	166
Tabla 51 Proyección de Demanda Vegetativa para el año 2030.....	168
Tabla 52 Proyección de Demanda de Grandes Cargas para el año 2030 - COES	170
Tabla 53 Estado de Cuenta Corriente	176
Tabla 54 Pliego Tarifario OSINERGMIN febrero 2022	177
Tabla 55 Precios Promedio de Combustibles (Soles/Galón) EESS/Grifos y Gasocentros - Febrero 2022	180

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Procesamiento de análisis de datos	12
Figura 2 Diseño del mercado eléctrico	18
Figura 3 Diagrama de carga y duración.....	24
Figura 4 Formación de precios	26
Figura 5 Procedimiento de cálculo del VAD.....	29
Figura 6 Esquema de un VE con un motor (a) y dos motores independientes (b)	36
Figura 7 Partes de un VE	37
Figura 8 Modelado y característica de funcionamiento del Motor de CC de excitación separada.....	41
Figura 9 Modelado y característica de funcionamiento del Motor de CC en derivación	42
Figura 10 Modelado y característica de funcionamiento del Motor de CC serie	43
Figura 11 Modelado y característica de funcionamiento del Motor de CC compuesto ..	44
Figura 12 Disposición básica del estator, rotor y los elementos sensores en el motor sin escobillas de CC (Brushless)	45
Figura 13 Modelado y característica de funcionamiento del Motor de Inducción	46
Figura 14 Características del motor de imanes permanentes.....	47
Figura 15 Características del motor de reluctancia conmutada	48
Figura 16 Comparación del costo del motor de VEs para diferentes motores eléctricos	50
Figura 17 Dependencia de la duración de la batería en la profundidad de descarga: fosfato de hierro y litio; ácido de plomo (motor de arranque); ácido de plomo con electrolito sólido (gel).	58

Figura 18 Reducción de la capacidad de la batería en diferentes rangos del grado de carga	60
Figura 19 Carga en Corriente Alterna.....	63
Figura 20 Carga en corriente continua.....	63
Figura 21 Partes de la electronlinera Power Electronics de España	69
Figura 22 Valores vigentes en reales por kW.h de la Tarifa Blanca y la Tarifa Convencional actual.....	91
Figura 23 División Distribución El Salvador	95
Figura 24 Máxima demanda del mes de enero	106
Figura 25 Máxima demanda del mes de febrero.....	107
Figura 26 Máxima demanda del mes de marzo	107
Figura 27 Máxima demanda del mes de abril.....	108
Figura 28 Estimación de los coeficientes C1, C2, C3 y C4 de la ecuación de proyección en el programa EVIEWS	109
Figura 29 Estimación de parámetros de la ecuación de corrección de errores en el programa EVIEWS	110
Figura 30 Proyección de la demanda para el año 2030	115
Figura 31 Curva de Demanda para el año 2030.....	116
Figura 32 Escenario 1 para la curva de demanda proyectada para el 2030 con VE's...	121
Figura 33 Escenario 2 para la curva de demanda proyectada para el 2030 con VE's..	122
Figura 34 Escenario 3 para la curva de demanda proyectada para el 2030 con VE's...	123
Figura 35 Bloques horarios propuestos	125
Figura 36 Comparación de precios para los 3 escenarios	143

Figura 37 Evolución del Parque Automotor Circulante, 2016 – 2018	175
Figura 38 Evolución del Parque Automotor Circulante, Estimaciones 2019 – 2021	175

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Matriz de Consistencia.....	166
Anexo 2: Proyección de Demanda Vegetativa para el año 2030.....	168
Anexo 3: Proyección de Demanda de Grandes Cargas para el año 2030.....	170
Anexo 4: Boletines estadísticos del MTC respecto al parque automotor del Perú.....	175
Anexo 5: Estado de cuenta corriente de un usuario de la empresa distribuidora Electro Sur Este S.A.A.....	176
Anexo 6: Pliego tarifario de OSINERGMIN para el mes de febrero 2022	177
Anexo 7: Precios Promedio de Combustibles (Soles/Galón) EESS/Grifos y Gasocentros OSINERGMIN-Febrero 2022.....	180

RESUMEN

En la presente investigación tiene por objetivo proponer un modelo de opción tarifaria que incluya la electromovilidad en el mercado eléctrico peruano. La metodología utilizada es de tipo aplicada con enfoque de investigación mixta con alcance de tipo explicativo propositivo, de diseño no experimental. Siendo la técnica de recolección de datos de tipo documental, y haciendo uso de guía documental como instrumento. Teniendo una muestra de tipo no probabilística con doce opciones tarifarias y no probabilística por conveniencia con doce conceptos de facturación.

Los resultados de la investigación indican que la demanda total del SEIN para el año 2030 aumentará a 9,044.05 MW, siendo un 22.07 % de la máxima demanda registrada en lo en los meses evaluados del año 2022, y el ingreso de demanda por electromovilidad al 2030 será de 532.46 MW. Para no congestionar las redes eléctricas, se determina un nuevo bloque horario de 11.00 p.m. a 7.00 a.m., obteniéndose un factor de carga de 0.94. Con lo que se obtiene un nuevo modelo de opción tarifaria llamada BT5V, que debe contar con triple discriminación horaria, la cual divide la HFP en dos, obteniéndose dos nuevos bloques horarios llamados base (de 11.00 p.m. hasta las 7.00 a.m.) y media (resto de las horas), basado en los métodos de cálculo de las opciones tarifarias BT2 y BT5F

Por lo que se concluye que se logró proponer un modelo de opción tarifaria que incluye conceptos tarifarios para la demanda por electromovilidad, adaptable en el mercado eléctrico peruano.

Palabras clave: electromovilidad, opción tarifaria, demanda, bloques horarios, electrolinera.

ABSTRACT

The objective of this research is to propose a rate option model that includes electromobility in the Peruvian electricity market. The methodology used is of the applied type with a mixed research approach with a purposive explanatory scope, of a non-experimental design. Being the data collection technique of a documentary type, and making use of a documentary guide as an instrument. Having a non-probabilistic sample with twelve rate options and non-probabilistic for convenience with twelve billing concepts.

The results of the investigation indicate that the total demand of the SEIN for the year 2030 will increase to 9,044.05 MW, being 22.07% of the maximum demand registered in the evaluated months of the year 2022, and the demand income for electromobility by 2030 will be of 532.46 MW. In order not to congest the electrical networks, a new time block is determined from 11:00 p.m. at 7:00 a.m., obtaining a load factor of 0.94. With this, a new fare option model called BT5V is obtained, which must have triple hourly discrimination, which divides off-peak hours in two, obtaining two new hourly blocks called base (from 11:00 p.m. to 7:00 a.m.) and average (rest of the hours), based on the calculation methods of the BT2 and BT5F rate options

Therefore, it is concluded that it was possible to propose a rate option model that includes rate concepts for the demand for electromobility, adaptable in the Peruvian electricity market..

Keywords: electromobility, tariff option, demand, time blocks, electric station.

LISTA DE ABREVIATURAS

AEDIVE	Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica
AMT	Alimentador en Media Tensión
AP	Tasa de Alumbrado Público correspondiente a la Opción Tarifaria Prepago, expresado en S./kW.h
BT	Baja Tensión
CA	Corriente alterna
CBTFPd	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTFPg	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CBTPPd	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTPPg	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación
CC	Corriente Continua
CCSP	Cargo Comercial del Servicio Prepago (S./kW.h)
CER	Cargo por energía reactiva (S./kVAR.h)
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./mes)
CFH	Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S./mes)
CFOSE	Cargo por recargos o descuentos del FOSE, expresado en S./kW.h
CFS	Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía (S./mes)
CG	Costos de generación

CMTFPd	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
CMTFPg	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CMTPPd	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CMTPPg	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación
CNE	Código Nacional de Electricidad
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
COPRI	Comisión de Promoción de la Inversión Privada
CPT	Costo por peaje de transmisión
DGE	Dirección General de Electricidad
EFP	Energía mensual registrada en HFP (kW.h)
ELSE S.A.A.	Electro Sur Este S.A.A.
EPP	Energía mensual registrada en horas de punta (kW.h)
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas en punta en baja tensión
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas en punta en media tensión
FIGV	Factor del Costo del IGV
FOSE	Fondo de compensación social eléctrica
GRT	Gerencia de Regulación Tarifaria
GRP	Garantía por Red Principal
HFP	Hora fuera de punta
HP	Hora punta

INDECOPI	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
MD	Máxima Demanda
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MRC	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión, expresado en S./kW.h
MTC	Ministerio de Transportes y Comunicaciones
NHUBT	“Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión”
NHUBTAP	“Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio de alumbrado público”
NHUBTF	“Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión”
NHUBTFPA	“Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en HP y HFP”
NHUBTFPB	“Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en HP y de hasta 50 kW en HFP”
NHUBTPPA	“Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en HP y HFP”
NHUBTPPB	“Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de

usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en HP y de hasta 50 kW en HFP”

NHUBTPPF	“Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 10 kW en HP y HFP.”
NHUBTPRE	“Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios del servicio prepago en baja tensión”
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PE	“Precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (S./kW.h)”
PEBT1	“Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión”
PEFP	“Precio de la energía en HFP en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h)”
PEMT	“Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión”
PEPP	“Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h)”
PP	“Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW–mes)”
PPBT3	“Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión”
PPMT2	“Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión”
RLCE	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
SE	Subestación eléctrica
SED	Subestación eléctrica de distribución
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
VAD	Valor agregado de distribución

VADBT	“Valor agregado de distribución para media tensión”
VADMT	“Valor agregado de distribución para baja tensión”
VBTFP	“Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas fuera de punta (S/. /kW–mes)”
VBTPP	“Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/. /kW–mes)”
VE	Vehículo Eléctrico
VMTFP	“Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/. /kW–mes)”
VMTPP	“Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/. /kW–mes)”
αBT	“Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT”
αMT	“Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT”

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES

1.1. Situación Problemática

La electromovilidad principalmente es referido a la utilización de vehículos eléctricos (VEs), los cuales prometen reemplazar a vehículos que funcionan con combustibles fósiles y así obtener una movilidad sin emisión de gases perjudiciales para el medio ambiente.

América Latina y el Caribe son países que priorizan la movilidad eléctrica como medio para disminuir la utilización de combustibles fósiles y descarbonar el sector transporte. Los gobiernos locales y nacionales adoptan esta tecnología como estrategia para frenar la contaminación del aire y mitigar el cambio climático (ONU, 2021, pág. 37). En el 2019, trece países de Latinoamérica mencionaron puntualmente a la movilidad eléctrica en sus acuerdos internacionales (ONU, 2021, pág. 24).

Contar con tarifas eléctricas definidas, ayuda a promover la adquisición y uso de un VE. Puesto que, la existencia de diferentes tipos de tarifas de uso de energía eléctrica, tiene un impacto variado en el mercado (ONU, 2021, pág. 55).

Uruguay y Costa Rica tienen definidas tarifas dirigidas a la recarga de los VEs con el objetivo de motivar su uso y compra. En México, la CFE incentivó la instalación de recarga para puntos domésticos a través de la instalación de un segundo medidor, el cual permite que la tarifa base no se incremente ya que diferencia el consumo del VE (ONU, 2021, pág. 55). Colombia en el 2020, optó por la creación de regulaciones tarifarias eléctricas para vehículos (ONU, 2021, pág. 26). La compañía eléctrica en Chilectra (actualmente ENEL-Chile), desde el 2010 estuvo promocionando la movilidad eléctrica, y tiene una tarifa específica para usuarios que cuentan con VEs y realicen su recarga en horas de la noche (López & Galarza, 2016, pág. 35).

Se publicó un artículo en la página de Business Empresarial donde el presidente de AEDIVE PERÚ señala que el Perú está desaprovechando oportunidades a causa de la demora en la regulación, lo que le impide acceder a fondos internacionales que le permita promover el avance de la electromovilidad.

Para Vera & Puma (2019) “La demanda de potencia ocasionada por la recarga de baterías en periodo de hora de punta hará que algunas redes y subestaciones operen en estado de sobrecarga, además que la variación de tensión en puntos de conexión a la subestación vulnere el límite permitido por la NTCSE.”

Según Tomás (2019) existen tres formas de cargar tu VE: en casa (en modo de carga lenta), en garajes comunitarios y en electrolinerías (en modo de carga rápida). Al ser la recarga en las electrolinerías en modo rápido y a altas potencias, los cargadores y la potencia contratada de la instalación tienen un coste elevado, es así que, buscando ser rentable para el propietario, el precio de carga en electrolinerías resulta mayor que el precio de carga en casa, haciendo que ir a la electrolinería solo sea de forma puntual y exclusiva. En ese sentido, el propietario buscando una mayor rentabilidad y al requerir una elevada potencia contratada puede elegir ser cliente libre, motivo por el cual, no se requiere una opción tarifaria exclusiva para electrolinerías.

Se verifica que actualmente en el Perú no existe una regulación ante el ingreso de la electromovilidad ni una opción tarifaria que contemple precios diferenciados que incentiven a los usuarios a recargar sus vehículos en horario donde la demanda sea menor, y a la larga esto no genere congestión en las redes eléctricas.

Una posible solución ante la evidente falta de regulación en el Perú, es una nueva opción tarifaria que contemple un bloque horario donde los usuarios puedan recargar sus VEs teniendo una tarifa eléctrica más baja, de esta forma se incentiva al uso de esta nueva tecnología. La creación

de un tercer bloque horario ayudaría al problema que nos evidencian Vera & Puma en su investigación. Por otro lado, según lo mencionado por Tomás (2019) resulta más costoso realizar una recarga de VE en una electrolinera que en una vivienda por los gastos que esta conlleva, por lo que se debe priorizar la regulación de una opción tarifaria dirigida a los usuarios residenciales.

Ante lo mencionado, la investigación se basa en proponer un modelo de nueva opción tarifaria en BT para uso residencial destinada para la electromovilidad.

1.2. Formulación del Problema

1.2.1. Problema General

¿Como proponer un modelo de opción tarifaria para la electromovilidad en el mercado eléctrico peruano?

1.2.2. Problemas Específicos

- ¿ Cuáles son las opciones tarifarias en BT y conceptos de facturación que se pueden aplicar para la electromovilidad en el actual modelo tarifario del mercado eléctrico peruano?
- ¿ De que manera se puede proponer un modelo de opción tarifaria con discriminación horaria para la demanda de energía por electromovilidad en el mercado eléctrico peruano?
- ¿ De que forma es normativa y económicamente viable el modelo de opción tarifaria propuesto para la electromovilidad en el mercado eléctrico regulado peruano?

1.3. Justificación del Problema

Según la OMS, en Lima cada año mueren al rededor de quince mil personas a causa de enfermedades respiratorias y cardiacas que son ocasionadas por la contaminación ambiental, asimismo, Perú es actualmente el cuarto país más contaminado de Latinoamérica según el IQair - World air quality. En Lima, la contaminación del aire representa el 30% de la contaminación de la ciudad, y de estos 30%, el 80% se debe a los motores de los vehículos a combustión. Esta

contaminación genera el 36% de las muertes de cáncer pulmonar, 34% de muertes por infarto y 27% de las enfermedades cardíacas.

Para combatir el cambio climático y sus consecuencias, 197 países adoptaron el Acuerdo de París en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), en París, el 12 de diciembre de 2015, este tiene por objeto reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero y limitando el incremento mundial de temperatura en 2°C para este siglo. En el Panel Intergubernamental de Cambio Climático, se reportó que en el 2030 la temperatura mundial aumentará en 1.5°C, siguiendo a este ritmo, los objetivos del Acuerdo de París fijados en máximo de 2°C al año 2100 no se cumplirá, lo que se convirtió en una llamada de atención a los países para que busquen formas de disminuir lo antes posible sus emisiones de carbono. Es así que América Latina y el Caribe (ALC) se enfocó en el transporte, cuyas emisiones son más del 20% de las emisiones totales de CO₂, en este sentido, este sector es pieza clave en el compromiso para enfrentarse al cambio climático

En el Perú se han realizado estudios sobre las cualidades de los VEs y los costos de adquisición de uno de estos vehículos; sin embargo, no existe documento que especifique cómo se implementará en el modelo tarifario actual, por tal razón se debe contar con diversas alternativas y proponer algún mecanismo que resulte factible en el Perú.

El ingreso de demanda por la recarga de VEs y la constante evolución de los costos tarifarios, hacen evidente y preciso establecer una nueva opción tarifaria o plantear cambios enfocados en mejorar la eficiencia energética. Es preciso mencionar que la demanda de la energía eléctrica varía en el transcurso del día, el cual se clasifica en dos bloques, HP y HFP. Se podría entonces incentivar la creación de un nuevo bloque horario destinado a la recarga de VEs, lo cual ayudaría a mejorar el factor de carga evitando la sobrecarga en HP.

Al observar experiencias en otros países, podemos ver como la recarga de VEs resulta más beneficiosa económicamente comparada con vehículos a combustión. Sin embargo, como sabemos, las tarifas eléctricas en Perú actualmente son una de más caras de Latinoamérica, siendo el tercer país detrás de Uruguay y El Salvador, lo que genera una desventaja para los usuarios que deciden optar por un VE. Teniendo una opción tarifaria destinada a la electromovilidad con triple discriminación horaria, los usuarios podrán ahorrar en el costo de la energía. Esta opción tarifaria ayuda a que la curva de demanda se aplane en horas de punta, obteniendo la eficiencia del sistema.

1.4. Alcances y limitaciones

1.4.1. Alcances

La presente investigación busca proponer un modelo de una nueva opción tarifaria en BT para clientes que tienen un consumo de tipo doméstico y que hagan uso de la electromovilidad, brindándoles ventajas económicas y así incentivar el cambio de uso de combustibles a fuentes de energía más amigables con el medio ambiente, disminuyendo los niveles de contaminación en país. Así también, es un punto de partida para futuras investigaciones como por ejemplo: estudios locales de la infraestructura de las redes eléctricas en base a una demanda generada por electromovilidad, estudios sobre el tratamiento de las baterías como segunda vida o como V2G (vehicle to grid) y su aplicación en el Perú, estudio de la aplicación de conversión de vehículos de combustión a eléctricos en el Perú.

1.4.2. Limitaciones

- Para la recolección de información oficial del marco regulatorio en tarifación de algunos países que se pueden tomar como referencia para la propuesta, no se encuentra habilitado su visualización web para usuarios de otros países, lo cual no permite la obtención de información más profunda.

- Actualmente aún se tienen barreras que impiden la expansión de la electromovilidad en nuestro país, lo que limita obtener datos más específicos para la investigación como las estadísticas de ventas por ciudades y la normatividad que será aplicada en esta tecnología.

- Debido a la pandemia del Covid-19, para los años 2020 y 2021 se observó una distorsión en los datos pronosticados en las ventas de VEs y la demanda de energía del país, lo cual limita la precisión de las proyecciones a realizar en la investigación

- Debido a que actualmente el cargo fijo se encuentra pensado para medidores electrónicos, más no para medidores inteligentes, al ser una tecnología reciente y no poseer suficiente experiencia en su utilización, no se tiene un cálculo de un cargo fijo real para este tipo de medidores.

1.5. Objetivos de la Investigación

1.5.1. Objetivo General

Diseñar una propuesta de un modelo de opción tarifaria en BT para uso residencial que incluya la electromovilidad en el mercado eléctrico peruano.

1.5.2. Objetivos Específicos

- Identificar las opciones tarifarias en BT y conceptos de facturación en el actual modelo tarifario del mercado eléctrico peruano.

- Formular una propuesta de un modelo de opción tarifaria con discriminación horaria para la demanda de energía por electromovilidad en el mercado eléctrico peruano.

- Adaptar la normativa y comparar económicamente el modelo de opción tarifaria propuesto para la electromovilidad del mercado eléctrico regulado peruano.

1.6. Hipótesis

1.6.1. Hipótesis General

Para proponer un modelo de opción tarifaria de uso residencial que incluye la electromovilidad en el mercado eléctrico peruano, se debe analizar las actuales opciones tarifarias, incluir una triple discriminación horaria y adaptar la normatividad existente en el sector.

1.6.2. Hipótesis Específica

- Las opciones tarifarias en BT y conceptos de facturación en el actual modelo tarifario del mercado eléctrico peruano que se pueden aplicar para la electromovilidad, resultan de un análisis y comparación a nivel nacional e internacional.
- Para proponer un modelo de opción tarifaria se debe incluir una triple discriminación horaria en la demanda de energía por electromovilidad del mercado eléctrico peruano.
- Para que el modelo de opción tarifaria por electromovilidad propuesto sea viable, se debe adaptar y aplicar las normas en tarifación y realizar una comparación económica con las actuales opciones tarifarias del mercado eléctrico regulado peruano.

1.7. Ámbito Geográfico

La investigación se desarrolló en el entorno del mercado eléctrico peruano, tomando como referencia a los usuarios regulados de tipo residencial pertenecientes al sistema Cusco, con código de sistema SE0032 y sector típico 2, según la calificación realizada en la Resolución N° 042-2018-OS/CD durante el periodo 01/11/2019 al 31/10/2023.

1.8. Variables e Indicadores

En la Tabla 1 se describen las variables, dimensiones e indicadores de la presente investigación.

Tabla 1

Variables e indicadores

VARIABLES	TIPO	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DIMENSIONES	INDICADORES	ITEM	
Electromovilidad	Independiente	“Hace referencia al uso de vehículos eléctricos, siendo aquellos que utilizando la energía química guardada en las baterías eléctricas cuyos factores determinantes para su viabilidad son la autonomía y el tiempo de carga y su capacidad. Esta es impulsada con la fuerza que produce un motor alimentado por electricidad. Para hacer uso en domicilios de esta tecnología, el tipo de recarga más recomendable es la lenta y semi rápida en modo 2” (García, 2019).	Baterías eléctricas	Tiempo de carga	Hora	
				Autonomía	Km	
				Capacidad	kW.h	
			Motor	Potencia máxima	kW	
			Modo de recarga	Lenta y semi rápida	Hora	
Opción Tarifaria	Dependiente	“Es aquella con disposiciones específicas que contienen conceptos de facturación dependiendo de la demanda de energía obtenida en el periodo facturado y condiciones que se rigen a los suministros, en el Perú existen opciones tarifarias con y sin discriminación horaria” (Murillo & Rivera, 2016).	Conceptos de facturación	Sistemas y parámetros de medición	PEN	
				Discriminación horaria	Hora de punta	Hora
					Hora fuera de punta	Hora
			Demanda de energía	Registro de consumo de energía mensual	kW.h	
					Curva de demanda de energía eléctrica	kW.h
			Factor de carga			

Fuente: Elaboración propia

2. CAPÍTULO II: METODOLOGÍA

2.1. Tipo de Investigación

- Aplicada: Para Ocegueda (2004) es aquella que tiene como “finalidad aplicar el conocimiento teórico existente en la solución de problemas que están en la realidad. El fin del investigador es dar utilidad al conocimiento teórico existente para proporcionar bienestar a la humanidad”. Por lo tanto, el presente estudio es aplicada porque se utilizan modelos tarifarios eléctricos ya existentes en otros países destinadas a la electromovilidad, y adaptándolos a la realidad peruana.

2.2. Enfoque de Investigación

- Mixto. Para Hernández y Mendoza (2018) “implica un conjunto de procesos de recolección, análisis y vinculación de datos cuantitativos y cualitativos en un mismo estudio o una serie de investigaciones para responder a un planteamiento del problema”, el estudio es cuantitativo y cualitativo.

- Cualitativo. Para Ocegueda (2004) “son aquellos que expresan una cualidad que no es posible cuantificar, aunque si establecer categorías”. La investigación es cualitativa puesto que se analiza las opciones tarifarias y sus características, tanto en el Perú como en países donde se viene desarrollando la electromovilidad; revisando y comparando la normativa existente.

- Cuantitativo. Para Ocegueda (2004) “son aquellos cuya respuesta es una variable que se puede medir, cuantificar”. La investigación es cuantitativa ya que analiza el perfil de carga de los usuarios, se realizan proyecciones y se propone un modelo de opción tarifaria destinada a la electromovilidad, que sea técnica y económicamente beneficioso.

2.3. Alcance de la Investigación

- Alcance explicativo. Para Ocegueda (2004) “En este tipo de estudio se conoce un problema y se trata de probar una relación causal de su origen. Se prueba una hipótesis explicando como la alteración de una variable influye en otra.” La investigación es explicativa ya que el estudio muestra la carencia de una tarifa eléctrica destinada a la electromovilidad, y se plantea una propuesta de opción tarifaria que considere conceptos de facturación para la electromovilidad siendo técnica y económicamente beneficiosa para el mercado eléctrico.
- Propositivo. Para Ocegueda (2004) “La investigación tiene un carácter propositivo, si se realiza con la finalidad de elaborar una propuesta a la solución del problema. Ello implica que previamente se realizó un estudio diagnóstico”.

2.4. Diseño de Investigación

- No experimental. Para Hernández y Mendoza (2018) “Son estudios que se realizan sin la manipulación deliberada de variables y en los que sólo se observan los fenómenos en su ambiente natural para analizarlos.” En la investigación se realiza una propuesta, la cual no afecta al esquema tarifario actual.

2.5. Población y Muestra de la Investigación

2.5.1. Población

- Doce opciones tarifarias en BT del mercado eléctrico peruano: BT2, BT3, BT4, BT5A, BT5B, BT5C, BT5D, BT5E, BT5F, BT6, BT7 y BT8. Para el estudio se analiza cada opción tarifaria existente en BT como posible alternativa para la recarga de electromovilidad, dando a conocer la o las opciones tarifarias que mejor se adapten al uso requerido, sirviendo de referencia para la nueva opción tarifaria propuesta.

- Los doce conceptos de facturación, son usados de referencia para la creación de la opción tarifaria propuesta.

2.5.2. Muestra

- No probabilística por conveniencia. Para Ocegueda (2004) “En el muestreo no probabilístico las personas a investigar son elegidas de manera arbitraria”. En la investigación son doce opciones tarifarias en baja tensión del mercado eléctrico peruano y doce conceptos de facturación.

2.6. Técnica e Instrumento de Recolección de Datos

2.6.1. Técnica

Documental, porque se recopiló información de investigaciones, normativas vigentes respecto a tarifas eléctricas en Perú y otros países que se toman de referencia para la propuesta de un nuevo modelo de opción tarifaria, desarrollando un modelo que mejor se adapte a la realidad y necesidad peruana.

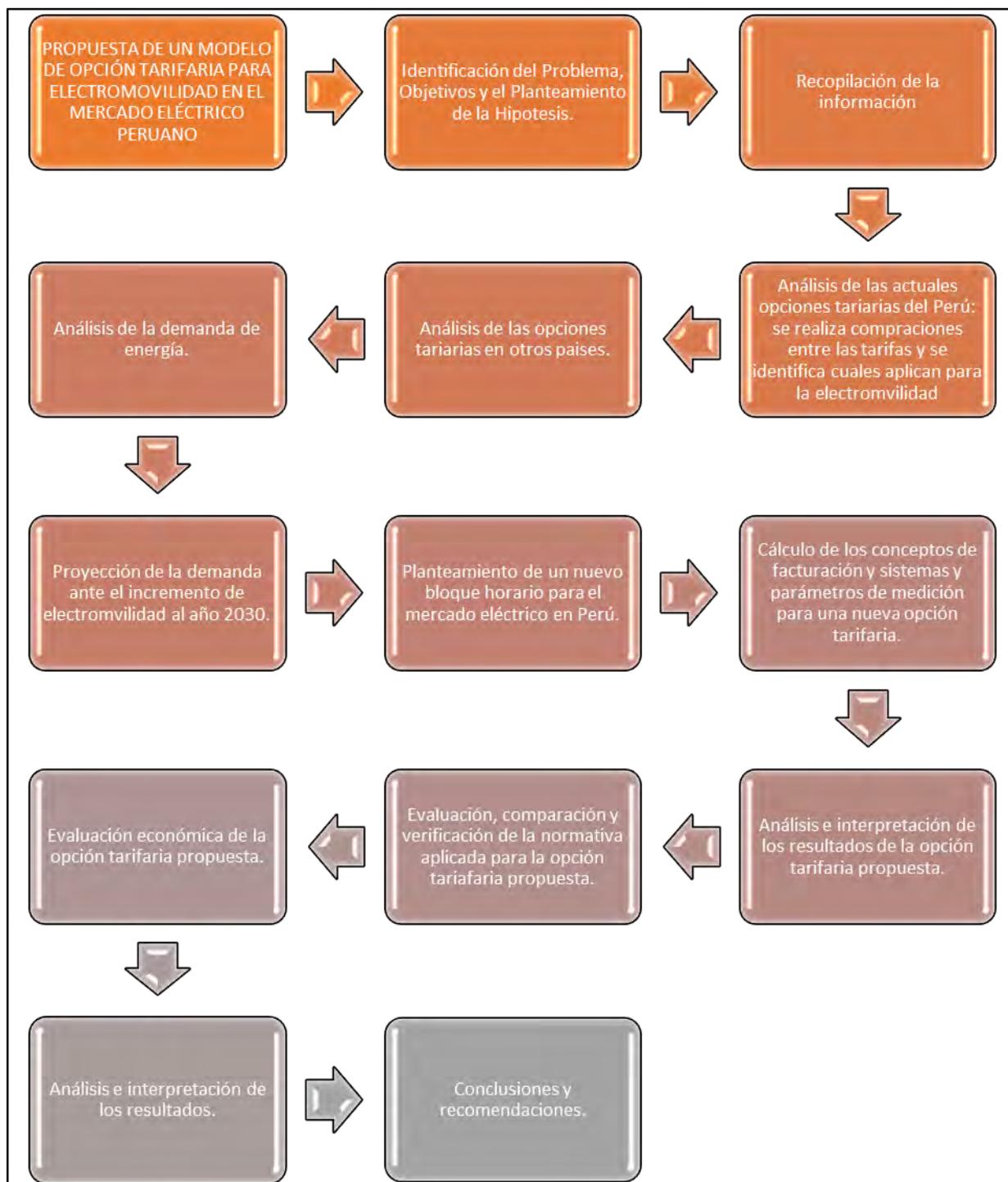
2.6.2. Instrumento

Guía documental, se utiliza para analizar y realizar comparaciones de las opciones tarifarias en estudios nacionales e internacionales.

2.7. Procesamiento de Análisis de Datos

Figura 1

Procesamiento de análisis de datos



Fuente: Elaboración propia.

3. CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO

3.1. Antecedentes del Problema

3.1.1. Antecedentes Nacionales

Vera y Puma (2019), propusieron determinar el efecto en el alimentador QU04 tras la incorporación de la cargabilidad de VEs en la ciudad del Cusco durante el periodo 2018 al 2022. Para lo cual la investigación realizada fue aplicada, cuantitativo, descriptivo correlacional y experimental; teniendo como población las redes del AMT QU04 de la SE de Quenqoro del distrito de San Jerónimo y San Sebastián. Como uno de los resultados más resaltantes se tiene que la recarga de baterías de VEs en el año 2022 durante los periodos de HP, generarán sobrecarga en el AMT QU04. Luego de analizar el diagrama de carga en cuatro SED's escogidas aleatoriamente, se determina que, para un óptimo uso de la energía, la recarga de baterías de los VEs se debería desarrollar entre las 22:30:00 a 06:00:00 horas en días laborables.

García (2017), analizó el actual marco tarifario peruano y propuso dos nuevas opciones tarifarias para los suministros de VEs, buscando que estas tarifas resulten beneficiosas para las empresas de distribución y para los usuarios. La investigación se enfocó en proponer dos opciones tarifarias que sirva para que los usuarios recarguen sus VEs, para esto se tuvo que considerar el actual modelo tarifario. Primeramente, se analizó las opciones tarifarias del Perú, seguidamente se hizo una descripción de las tarifas de otros países donde ya poseen discriminación horaria. También se mencionó la situación actual respecto a la venta de VEs a nivel internacional, evidenciando como su compra se encuentra en aumento. Los resultados indican que si es posible incluir las opciones tarifarias propuestas en el actual marco de regulación. Las opciones propuestas serán llamadas BT2H y MT2H; y contarán con tres bloques horarios para el consumo de energía (el que se llamará Hora Valle). Estas tarifas resultan factibles puesto que son modificaciones de

otras opciones tarifarias ya existentes como son la BT2 y MT2, las cuales requieren de un medidor inteligente que les permita registrar el consumo de energía y potencia, discriminando horarios.

Carbajal & Acosta (2021), determinaron los efectos que la electromovilidad genera en el mercado de energía mediante el parque automotor del Perú, estimando y proyectando la demanda y consumo de energía a corto plazo, analiza dos alternativas de tarifas de baja tensión, BT5A y BT2 con conceptos de horarios diferenciados, con el pliego tarifario para el mes de enero de 2021, como posibles opciones para la recarga de automóviles. Para lo cual utilizó una investigación descriptiva, cuantitativa deductivo y no experimental, teniendo como población de estudio el parque automotor ligero de pasajeros de Lima, seleccionando un modelo de vehículo para cada tecnología. Los resultados demuestran que, la tarifa BT2 genera ahorros económicos desde 29.1% a 66.3% al realizar el estudio con veintiséis autos enchufables, asimismo, se precisa de una estrategia tarifaria para los procesos de recargas, los cuales deben incluir precios diferenciados en un tercer bloque horario que debe ser regulado. También indica que la actual flota de VEs no ha logrado afectar la demanda en el SEIN observando que no existirá ningún efecto significativo al año 2025 pues mantiene la misma tasa de crecimiento.

Vilcachagua (2013), respecto a una masificación de VEs en el Perú, propuso identificar posibles adecuaciones y mejoras para el marco regulatorio en el sector electricidad, todo esto en relación al impacto que presentará en la demanda y comercialización de energía eléctrica para recargar VEs. Para eso hizo uso de una metodología de contraste de hipótesis que consistió en diagnosticar las condiciones actuales del sistema peruano, seguidamente realizó un análisis de la tecnología, revisión de experiencias, identificación de las amenazas y retos. Entre los resultados más resaltantes se tiene que la presencia de VEs estimado para el 2027 solo representará 3.6% del parque automotor, es ahí donde se estima que comenzará la etapa de masificación, para esto será

necesario establecer políticas que incentiven el uso de estas nuevas tecnologías. También indica que, considerando un uso de diez años para un VE, se observa un ahorro en la operación y el mantenimiento del mismo, siendo un caso viable la creación de un nuevo bloque horario que se encontraría entre las 11p.m y las 7a.m para poder obtener una tarifa diferenciada y así contar con una regulación eficiente para la recarga teniendo un impacto positivo en el SEIN.

3.1.2. Antecedentes Internacionales

3.1.2.1. Artículos Científicos

Dávila et al., (2019) propusieron reducir el costo por la energía requerida en un ciclo de carga de baterías de VEs en un escenario de tarificación variable con un algoritmo que pueda programar el consumo de energía en los hogares. El resultado más resaltante indica que, el algoritmo propuesto programa las horas disponibles para cada ciclo de carga gestionando la demanda y minimizando el costo de energía requerida en la recarga de VEs. No obstante, el mínimo costo de un ciclo de carga está ligado a las costumbres de manejo del usuario, el proceso de recarga de un VE brinda una limitada flexibilidad operacional.

Biroom et al. (2019), desarrollaron una investigación sobre el efecto que causará la tarifa eléctrica en el sector residencial ante el ingreso de VEs, con una conexión óptima a las redes eléctricas de Carolina del Sur. Los resultados demuestran que las políticas de calificación eléctrica: tiempo de uso y máxima demanda, tienen una importancia significativa en el perfil de carga del consumo de energía para las baterías de estos vehículos, así mismo determina que las facturas del servicio de energía eléctrica podrían resultar elevadas sino ingresan políticas de calificación inteligentes, demostrando que el ingreso de VEs genera un consumo significativo para los clientes y que al ser conectados, las redes se verían afectadas.

3.1.2.2. Tesis de Pre-grado

Calle & Cañizares (2019), analizaron diferentes aspectos para la implementación de VEs del sector residencial donde se propuso diversos mecanismos de inclusión, también para el sector industrial se desarrolla esquemas de tarificación en Ecuador, evaluando el desempeño de las alternativas, basadas en hábitos de consumo y procesos productivos. Determinan tres escenarios de estudio de acuerdo a horarios de recarga de VEs en el alimentador 19G, que posee alta demanda eléctrica con usuarios residenciales e industriales. En el resultado de la investigación se tiene que la inclusión de los VEs depende de la cantidad de vehículos que se recarguen a ciertas horas y demuestra los efectos que genera el no aplicar normativas y diferencias horarias para la carga, para esto propone mecanismos económicos, normativos y técnicos para una correcta inclusión de los VEs en el mercado eléctrico de Ecuador.

Velez. (2017), determino el impacto que se genera en la demanda por la incorporación de VEs en el sistema de distribución de Cuenca-Ecuador. En los resultados se pueden obtener que la recarga de VEs se debe realizar únicamente en bloques horarios donde existe baja demanda de energía, siendo recomendado el horario supervalle a partir de las 10.00pm para así conseguir aplanar la curva de demanda y evitar congestionar las redes. Se observa que la demanda generada por la implementación de VEs se encuentra entre el 30% y 50% de la flota vehicular actual.

3.2. Marco Teórico

3.2.1. Mercado Eléctrico Peruano

Según Romero (2020, pág. 9) es un organismo específico, en la que dado a su naturaleza requiere permanecer en equilibrio. Como sabemos, no se puede almacenar la energía, por lo tanto, este organismo busca hacer coincidir de manera instantánea la oferta y la demanda eléctrica. Así mismo, tiene una serie de suministros en los cuales sería desastroso que exista una falla. Para esto,

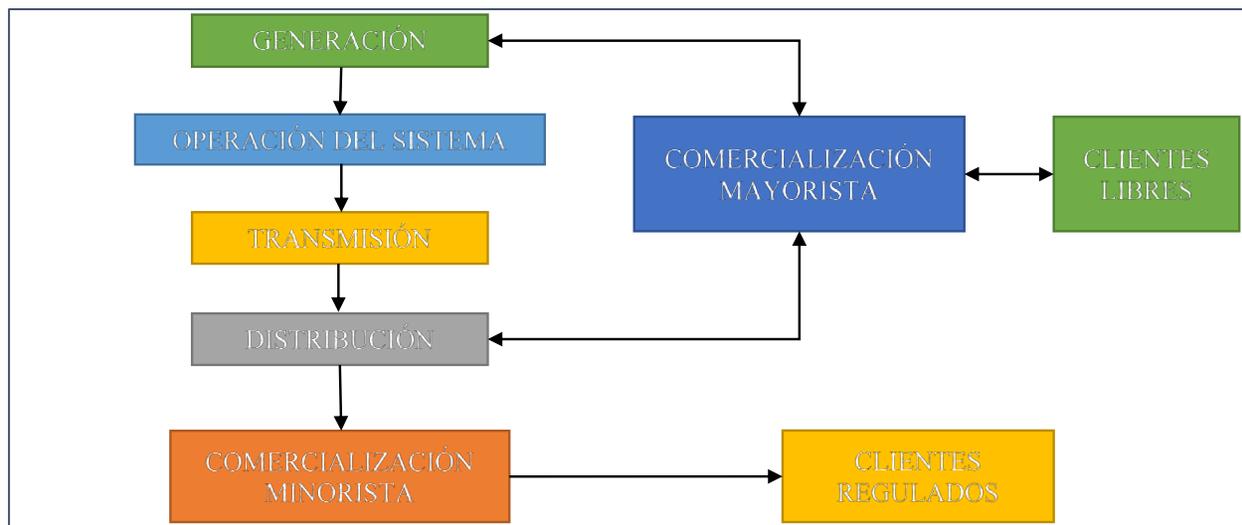
posee un margen de reserva, el cual le permite abastecer a la demanda en situaciones críticas del sistema, asegurando la persistencia del servicio de electricidad y que en las redes de alta tensión no se produzcan congestiones, por lo que posee gran confiabilidad.

El mercado eléctrico peruano está estructurado y se comporta en base a lo dispuesto en la LCE donde se indica que el organismo regulador es el OSINERGMIN, que dentro de sus responsabilidades tiene la fiscalización para hacer cumplir las normas de todo el sector energético y la fijación tarifaria.

Para regular las tarifas de generación, el suministro eléctrico para el usuario regulado se realiza basándose en el costo marginal del sistema, mientras que, para la regulación tarifaria de transmisión, se lleva a cabo un procedimiento de acuerdo a costos económicos calculados anualmente. Asimismo, los generadores son compensados a través del mercado spot, y la transferencia de energía se valora a costo marginal que cambian cada quince minutos. Según Dammert et al., (2011, pág. 66) el COES que opera el sistema eléctrico es responsable del despacho económico óptimo de energía eléctrica (coordina el ingreso de centrales en orden de preferencia de acuerdo a costos variables), para satisfacer toda la demanda durante el día.

De lo expresado en los párrafos anteriores, en la Figura 2 se visualiza el diseño del mercado eléctrico peruano.

Figura 2
Diseño del mercado eléctrico



Fuente: Dammert et al., (2011, pág. 67).

3.2.1.1. Tipos de Usuarios. Según Dammert et al., (2011, pág. 128), el mercado eléctrico en Perú se disgrega en libre y regulado. El mercado eléctrico libre es conformado por usuarios con grandes demandas, empresas distribuidoras, empresas generadoras y usuarios libres. En este mercado las generadoras y distribuidoras pueden competir por contratos para suministrar energía y potencia a usuarios libres, estableciendo precios libres. El mercado regulado está conformado por usuarios regulados, empresas distribuidoras e, indirectamente, empresas generadoras. Solo las empresas de distribución pueden suministrar energía y potencia para los usuarios regulados en su área de concesión. Con la supervisión del OSINERGMIN las distribuidoras están forzadas a realizar una subasta o licitación para compra de energía a las empresas de generación con el objetivo de satisfacer sus necesidades, caso contrario, la energía faltante se valoriza con los Precios en Barra, siendo estos precios regulados por OSINERGMIN.

En la Tabla 2 se resumen los límites de potencia y condiciones para los tipos de usuarios establecidos en la LCE y el Decreto Supremo N° 022-2009-EM.

Tabla 2
Usuarios libres y regulados

	Regulado	Libre o Regulado	Usuario Libre
Máxima demanda actual	< 200KW	200KW a 2500KW	> 2500KW
Condición	Usuarios sujetos a regulación de precios para energía y/o potencia que consumen.	Puede elegir entre ser Usuario Regulado o Libre.	El usuario se conecta al SEIN, no sujeto a regulaciones de precios, ya sea por energía o potencia consumidas.
Tarifas	Las tarifas son reguladas y/o supervisadas por OSINERGIN		El usuario libre acuerda sus propios precios con generadores y/o distribuidores.

Fuente: Elaboración propia basada en la información de MINEM (2011, pág. 6)

3.2.2. Proyección de Demanda

Las proyecciones de demanda eléctrica, son basadas en los siguientes componentes: primero la demanda vegetativa, que es determinada por medio de la formulación de un modelo econométrico de corrección de errores (MCE), conformado por el PBI, la Población y la Tarifa Media; segundo las grandes cargas elaboradas en función a la declaración e información actualizada de cada una de estas, así como al recopilar información de agentes y promotores de nuevos proyectos; y otros como autoprodutores y consumos propios de generadoras del SEIN (COES, 2022).

3.2.2.1. Demanda Vegetativa. Representa la mayor parte del total de la demanda del SEIN, conformado generalmente por el consumo histórico de los sectores residencial, comercial y pequeñas industrias. Su principal característica se basa en un crecimiento uniforme con una tendencia de incremento constante y datos históricos estadísticos que son adecuados para su proyección, por lo que resulta apropiado hacer uso de modelos cuantitativos, como modelos econométricos (*COES, 2022*).

Para la demanda vegetativa se toman las siguientes variables:

- Producto Bruto Interno (PBI). Los datos históricos del PBI utilizados en el modelo econométrico, viene a ser el correspondiente al valor total del Perú contabilizado en soles.
- Población. Conformada por la población nacional peruana, contada de manera oficial por el INEI “Instituto Nacional de Estadística e Informática” del Perú. La Población SEIN es aproximadamente el 97 % de la población total del Perú, situación por la que se considera a esta serie como representativa en relación con la demanda eléctrica del SEIN.
- Tarifa Media. Esta serie histórica es la tarifa eléctrica media anual de las publicaciones del OSINERGMIN-GRT y las tomadas en cuenta en las fijaciones de tarifas en barra, obtenida del cociente de las ventas anuales de energía en miles de soles y su correspondiente cantidad de energía vendida para cada año; luego se convierte a centavos de dólar por kilovatio-hora utilizando el tipo de cambio promedio para el año en cuestión.

Según Hidalgo (2018) para calcular la demanda vegetativa se utiliza expresiones matemáticas de los modelos econométricos predictivos, siendo importante seleccionar correctamente las variables que constituirán las ecuaciones de regresión, según la dispersión de datos se da una relación Lineal, Cuadrática, Logarítmica, Exponencial, y demás. En este caso, la proyección de demanda depende de las tres variables mencionadas, por lo que se hace uso del

método de mínimos cuadrados ordinarios (MCO), con el modelo de regresión de “k” variables, como se visualiza en la Ecuación 1.

$$Y_i = \beta_1 + \beta_2 X_{2i} + \beta_3 X_{3i} + \dots + \beta_k X_{ki} + u_i \quad (-1-)$$

$i=1, 2, 3, \dots, N$

Donde:

β_1 : La intersección

β_2 a β_k : Coeficientes parciales de la pendiente

i : iésima observación

N : Tamaño de población

Según COES (2022) el crecimiento de la demanda es exponencial, en ese sentido, de lo indicado por Hidalgo (2018), se aplica el logaritmo neperiano para realizar una analogía con la Ecuación 1, identificando las variables y constantes:

$$Y_i = \text{LN}(\text{DEMANDA})$$

$$\beta_1 = C1$$

$$\beta_2 = C2$$

$$\beta_3 = C3$$

$$\beta_4 = C4$$

$$X_{2i} = \text{LN}(\text{PBI})$$

$$X_{3i} = \text{LN}(\text{TAR})$$

$$X_{4i} = \text{LN}(\text{POB})$$

$$\text{LN}(\text{DEMANDA}) = C1 + C2 * \text{LN}(\text{PBI}) + C3 * \text{LN}(\text{TAR}) + C4 * \text{LN}(\text{POB}) \quad (-2-)$$

En base al modelo de corrección de errores utilizada por el COES (2022) hacemos uso de la ecuación de Corto Plazo, que tiene la siguiente expresión:

$$D(\text{LN}(\text{DEMANDA})) = k0 + k1 * D(\text{LN}(\text{PBI})) + k2 * \text{ERROR}(-1) + k3 * \text{Int92} \quad (-3-)$$

Donde:

$\text{LN}(\text{DEMANDA})$: Logaritmo natural de las ventas vegetativas de electricidad

LN(PBI): Logaritmo natural del Producto Bruto Interno del Perú

LN(TAR): Logaritmo natural de la tarifa promedio a clientes finales

LN(POB): Logaritmo natural de la población

Ci, ki: Coeficientes estimados

D(LN(PBI)): Primera diferencia del logaritmo del PBI

D(LN(DEMANDA)): Primera diferencia del logaritmo de las ventas vegetativas de electricidad

INT92: Variable ficticia que toma el valor “1” en 1992 (año de sequía) y “0” en el resto de la muestra.

ERROR(-1): Error del LN(DEMANDA) de un periodo anterior.

3.2.2.2. Demanda de Grandes Cargas

- **Cargas Especiales.** Son cargas con crecimiento no uniforme de intenso consumo y requieren de proyectos de ampliación, en la que podemos encontrar las industriales, mineras o metalúrgicas. Este tipo de cargas no se incluyen para el modelo econométrico, por lo que sus estimaciones y registros históricos se realizan por separado.

- **Cargas Incorporadas.** Comprenden los sistemas eléctricos que en un principio formaban parte de un sistema aislado y que paulatinamente se incorporaron al SEIN.

- **Grandes Proyectos.** Comprenden futuros usuarios de grandes demandas como refinerías, manufactureras y proyectos mineros, resultado de aplicaciones o elaboración de nuevos proyectos.

3.2.2.3. Otros

- **Consumos Propios.** A la demanda total se le suma el consumo de las centrales del SEIN, que ronda alrededor de 1,5% de la demanda total en transmisión.

- **Auto-Productores.** Son interpretados como reducciones en la demanda, son centrales generadoras no integrantes del COES, y se utilizan para indicar la demanda a nivel de generación. Su magnitud es 341 GW.h (57.75 MW) y forman parte las CT Pampilla, CT Luren, CT Pedregal y la Generación en el Sistema Eléctrico de Bagua y Jaén (ELOR).

3.2.3. Factor de Carga

Es definida como la relación de la demanda promedio en un intervalo de tiempo ($D(t)_{prom}$) entre la demanda máxima ($D(t)_{máx.}$) acontecida en dicho intervalo. El factor de carga nos indica la eficiencia de la capacidad de producción para satisfacer la demanda. El factor de carga comprende valores desde 0 hasta 1, cuando la $D(t)_{prom}$ y $D(t)_{máx}$ son iguales, se considera el valor de 1 siendo el FC ideal (Montaluisa & Tapia, 2006, pág. 2).

$$FC = \frac{D(t)_{prom}}{D(t)_{máx}} \quad (-4-)$$

Donde:

FC : Factor de Carga

$D(t)_{prom}$: Demanda promedio

$D(t)_{máx}$: Demanda máxima

3.2.4. Curvas Horarias de Demanda

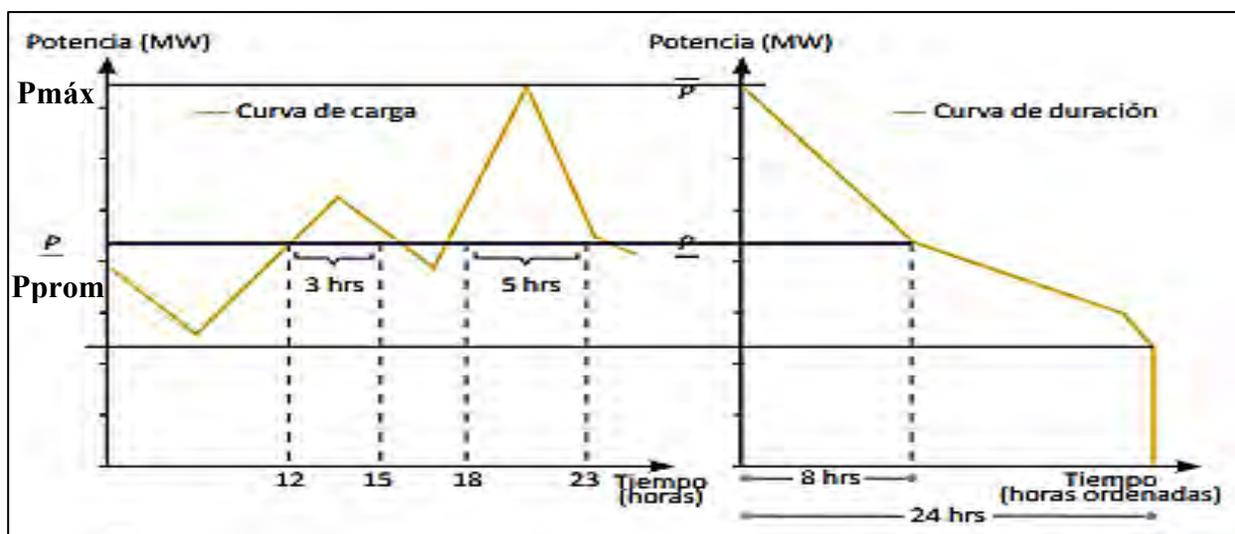
El comportamiento de la demanda por electricidad es inestable en el transcurso del día, esta cualidad forma una curva que indica el comportamiento de los usuarios, y es denominado curva de demanda o de carga, permitiendo identificar los intervalos de máxima o mínima demanda para determinar diversos análisis de planificación como los patrones de consumo, cargabilidades, etc (OSINERGMIN, 2016, pág. 31).

Como se observa en la Figura 3, al ordenar de forma descendente la demanda por potencia eléctrica máxima y promedio, que es obtenida a partir de la curva de carga, se consigue una

pendiente negativa llamada diagrama de duración, el cual demuestra el periodo que la demanda supera la demanda promedio, este análisis aporta a planes de inversión para la generación eléctrica (OSINERGMIN, 2016, pág. 31). Cuando haya una tendencia a un valor de cero en el factor de carga, el diagrama de duración resultaría vertical, caso contrario si tiende a uno, el diagrama de duración resultaría horizontal (Vilcachagua, 2013, pág. 18).

Figura 3

Diagrama de carga y duración



Fuente: OSINERGMIN (2016, pág. 31).

3.2.4.1. Discriminación Horaria. Existen diferentes consumos de energía eléctrica durante el día, teniendo una demanda máxima y una demanda mínima, obligando a las generadoras de energía a producir mayor cantidad de electricidad durante las horas donde existe máxima demanda (Murillo & Rivera, 2016, pág. 18).

- **Horas de Punta (HP).** “Es el intervalo que se encuentra entre las 06:00 p.m. y las 11:00 p.m. para cada día del año” (OSINERGMIN, 2013, pág. 6)
- **Horas Fuera de Punta (HFP).** “Es el restante de horas que no están comprendidas en las horas de punta (HP)” (OSINERGMIN, 2013, pág. 6)

3.2.5. Tarifa Eléctrica.

La tarifa eléctrica se define como el precio a pagar por usar energía eléctrica. Partiendo de la facturación básica, agregando los recargos o haciendo los descuentos necesarios y aplicando los impuestos, finalmente se obtiene el precio de la tarifa eléctrica (Murillo & Rivera, 2016, pág. 17).

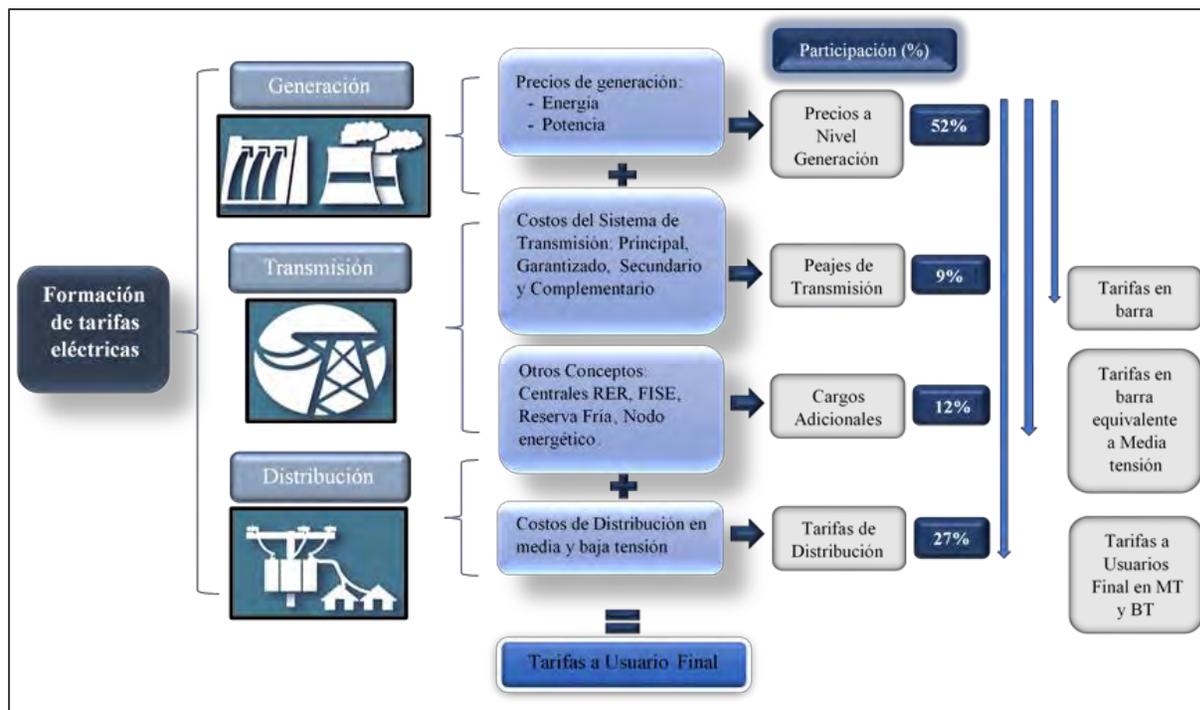
3.2.5.1.Regulación Tarifaria. Para garantizar un eficiente funcionamiento al menor costo para el usuario final en el sector eléctrico, la GRT está encargada de proponer y calcular las tarifas para su respectiva aprobación por el Consejo Directivo del OSINERGMIN.

El Estado en condiciones ideales (consumidores plenamente informados, sin costos en transacciones, libre ingreso y salida por parte de agentes del mercado) no intervendría en la dirección o control del manejo de la economía de mercado; en cambio, estas condiciones no se suelen conseguir en situaciones reales. Cualquier economía con fallas de mercado difícilmente optimiza la distribución de sus recursos, esto evidencia la necesidad de regulaciones y están ligadas a la existencia de monopolios naturales. Una empresa que proporciona un bien o servicio en un determinado mercado, no resulta tan eficiente como un monopolio natural, esta falla de mercado hace necesario la participación del Estado, evitando que las empresas se aprovechen de su dominante posición, fijando altas tarifas u ofreciendo una mala calidad de servicio por debajo de lo óptimo (Vásquez, Tamayo, Vilches, & Chávez, 2016, pág. 6).

En este sentido, también se justifica la presencia del Estado para garantizar el acceso no discriminatorio al suministro energético y su seguridad, teniendo en cuenta su carácter de servicio público. (Vásquez, Tamayo, Vilches, & Chávez, 2016, pág. 6).

3.2.5.2.Formación de Precios de la Tarifa Eléctrica. Como se muestra en la Figura 4, la tarifa se constituye por la participación de la generación, transmisión y distribución eléctrica.

Figura 4
Formación de precios



Fuente: Elaboración propia basado en información de OSINERGMIN y MINEM.

3.2.5.3. Estructura Tarifaria

- **Precio en Barra.** Es el resultado de la tarifa por la generación (incluidos el precio de energía y potencia) y peajes de transmisión. El sistema eléctrico peruano está diseñado para operar de acuerdo con los principios marginalistas, es decir, la tarifa de generación es fijada de acuerdo a los costos marginales (costos variables supervisados) de las generadoras y el costo de la central que operaba en el instante de máxima demanda (Calderon, 2018, pág. 32).

a. Precio básico de la energía. Para su cálculo se utiliza en el Modelo de Optimización PERSEO, con el cual es posible la optimización para la operación de las generadoras. Y estabilizando los costos marginales finalmente se logran los precios de mediano plazo (a parte de los precios spot actualizados se deben considerar también precios futuros). Para el cálculo de los precios de energía, se considera los siguientes factores:

- Precio del combustible
- Escenarios hidrológicos
- Situaciones de los embalses
- Plan de obras (ingreso de centrales de energía)
- Proyección de la demanda
- Factor de actualización (Calderon, 2018, pág. 33)

El precio por energía en el bloque punta y fuera de punta se calculan considerando la demanda y costos marginales, seguidamente son ponderados en base al número de horas en bloques horarios, obteniendo el precio básico de la energía (Calderon, 2018, pág. 33).

b. Precio básico de la potencia. Con este pago, la empresa generadora recupera parte de los costos por mantenimiento e inversión. El cálculo se realiza en base a la anualidad de la inversión tecnológica en la central marginal (última central que abasteció la máxima demanda en el SEIN).

$$\text{Tarifa de Generación} = \text{Tarifa de Potencia} + \text{Tarifa de Energía} \quad (-5-)$$

- **Peaje de Transmisión.** El ingreso tarifario, se considera la cantidad que las generadoras abonan a los transmisores; y el peaje unitario, se considera a la cantidad que los consumidores abonan a los transmisores con el fin de completar los costos del servicio. Es preciso indicar que si la demanda disminuye, incrementa el peaje por conexión. Es regulado una vez al año en mayo (Aliaga, 2008, pág. 12).

$$\text{Tarifa de Transmisión} = \text{Ingreso Tarifario} + \text{Peaje} \quad (-6-)$$

El sistema principal y los sistemas secundarios de transmisión del SEIN son definidos por el MINEM. Mediante el sistema principal las generadoras de energía comercializan potencia y energía en las barras del sistema, y los sistemas secundarios hacen que las generadoras se conecten al sistema principal para que en cualquier barra de dichos sistemas se pueda comercializar potencia

y energía. Para cubrir el costo total de transmisión, los generadores que se encuentran conectados al sistema principal, entregan cada mes una compensación al propietario para cubrir dicho costo, el mismo que esta conformado por la inversión anual y costos por operación y mantenimiento del sistema (Aliaga, 2008).

- **Valor Agregado de Distribución (VAD).** El VAD es el costo por unidad de potencia requerido para suministrar electricidad al usuario, a partir de la distribución hasta la acometida del usuario. El VAD representa a las tarifas de distribución eléctrica. En referencia al Artículo 64° de la LCE, se deben considerar lo siguiente:

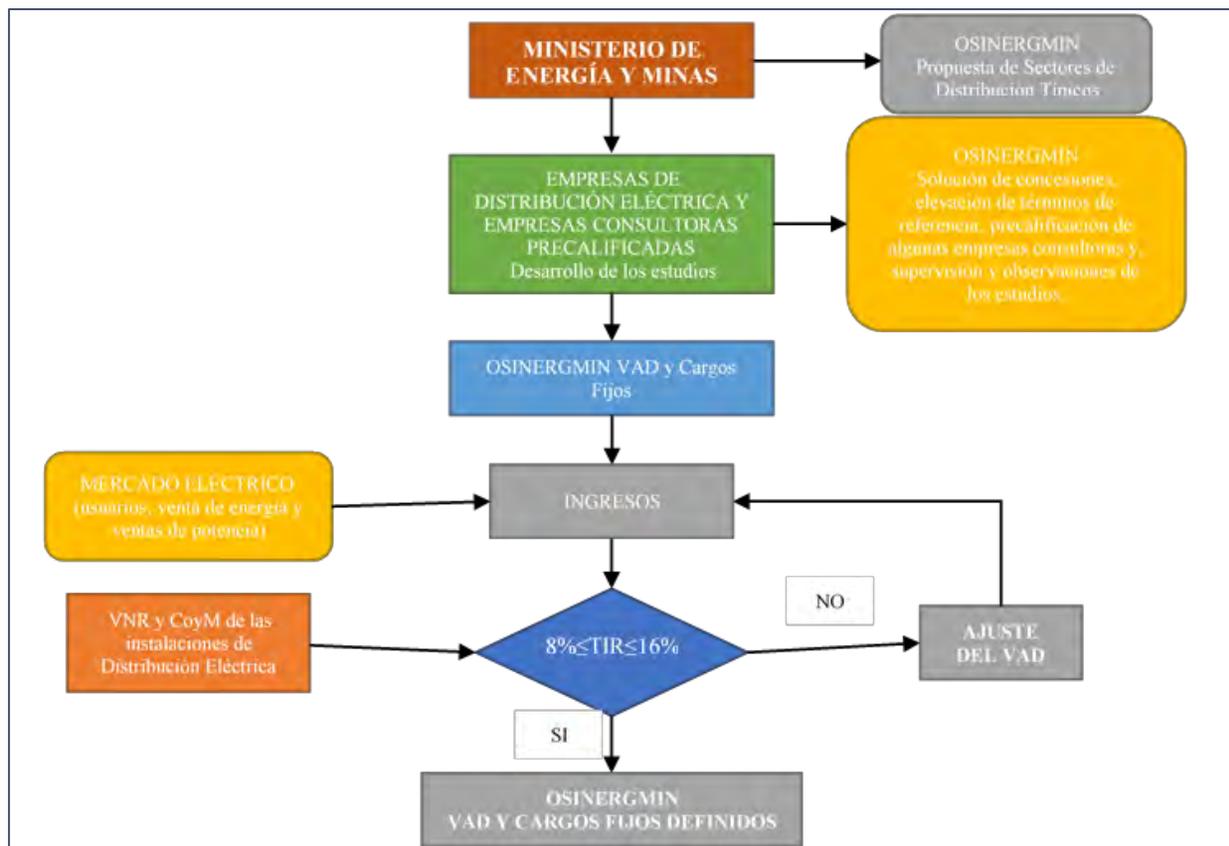
a. Costes relacionados a los usuarios, independientemente de su demanda en potencia y energía. El cargo fijo cubre los costos de actividades tales como el procesamiento y lectura del medidor, la emisión, reparto y cobranza de recibos.

b. Pérdidas en distribución de potencia y energía. Estas pérdidas son propias de las instalaciones de distribución y son reflejadas por los factores de expansión de pérdidas, los cuales se usan para calcular las tarifas.

c. Costo estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Estas se consideran mediante el VAD de media tensión y VAD de baja tensión (Calderon, 2018, pág. 35).

De lo expresando en los párrafos anteriores, la Figura 5 muestra el procedimiento del cálculo del VAD.

Figura 5
Procedimiento de cálculo del VAD



Fuente: Álvarez Jara y Miranda Seminario (2015).

- **Condiciones de Aplicación de Usuario Final.** OSINERGMIN está encargado de normar y regular el sistema tarifario en Perú, el cual cada cuatro años determina sus condiciones generales, así mismo revisa y mejora las condiciones en su aplicación, estableciendo lo siguiente:

- Los usuarios deberán escoger libremente la opción tarifaria que le resulte más favorable.
- Las empresas distribuidoras de energía aceptaran la opción tarifaria escogida por el usuario.

Esta opción tendrá vigencia de 365 días y al vencer su plazo, el usuario podrá pedir cambiar de opción tarifaria y de potencia contratada.

- Para cada una de las opciones tarifarias se toma en cuenta la potencia a contratar y el sistema de medición necesario.

- Cada mes se actualizará la calificación de los usuarios automáticamente (Sanchez, Huamani, & Godoy, 2019, pág. 32) .

3.2.5.4. Opciones Tarifarias. Se tiene opciones tarifarias en BT y MT, para su elección se tendrá en cuenta el nivel de tensión en el punto de entrega. Si la potencia contratada supera los 100 kW, se puede elegir una opción tarifaria en MT. En caso la potencia contratada sea menor a 100kW, se tiene opciones tarifarias en BT (*Sanchez, Huamani, & Godoy, 2019, pág. 32*).

Cada opción tarifaria posee diferentes conceptos para su facturación, lo mismo que se detalla en la Tabla 3. Para las opciones tarifarias BT3 y BT4 la facturación dependerá de una calificación del usuario según la potencia usada en HP o HFP, siendo calculado de la siguiente forma: califica como presente en punta cuando el resultado de la demanda media en HP (el consumo de energía en HP entre el número de HP) entre la demanda máxima es mayor o igual a 0.50, caso contrario, califica como presente en fuera de punta. Para determinar el número de HP, no se consideran domingos y feriados nacionales.

Tabla 3
Opciones tarifarias de BT

Opción tarifaria	Sistemas y Parámetros de medición	Conceptos de Facturación
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable.	a) Cargo Fijo Mensual (S./mes): CFH b) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) b.1) En HP $PEMT \times PEBT \times PEPP \quad (-7-)$ b.2) En HFP $PEMT \times PEBT \times PEFP \quad (-8-)$ c) Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes) c.1) Para la facturación de la potencia activa de generación en horas de punta $PPMT \times PPBT \times PP \times FCPPBT \quad (-9-)$ c.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en HP $(VMTTPP \times PPBT + VBTTPP) \times FCPPBT \quad (-10-)$ c.3) Para la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en HFP $VBTFPP \times FCFPBT \quad (-11-)$ d) Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h): CER
BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo Fijo Mensual (S./mes): CFS b) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) b.1) En HP $PEMT \times PEBT \times PEPP \quad (-12-)$ b.2) En HFP $PEMT \times PEBT \times PEFP \quad (-13-)$ c) Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes) c.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en HP $PPMT \times PPBT \times PP \times CBTPPg \quad (-14-)$ c.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en HP $(VMTTPPxPPBT + VBTTPP) \times CBTPPd + (1 - CBTPPd) \times VBTFPP \times FCFPBT \quad (-15-)$ c.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en HFP

Opción tarifaria	Sistemas y Parámetros de medición	Conceptos de Facturación
		$PPMT \times PPBT \times PP \times CBTFPg \quad (-16-)$ <p>c.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en HFP</p> $(VMTPPxPPBT + VBTPP)xCBTFPd + (1 - CBTFPd)xVBTFPxFCFPBT \quad (-17-)$ <p>d) Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h): CER</p>
BT4	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.</p>	<p>a) Cargo Fijo Mensual (S./mes): CFS b) Cargo por Energía Activa (S./kW.h)</p> $PEMT \times PEBT \times PE \quad (-18-)$ <p>c) Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes) c.1) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en HP</p> $PPMT \times PPBT \times PP \times CBTPPg \quad (-19-)$ <p>c.2) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en HP</p> $(VMTPPxPPBT + VBTPP)xCBTPPd + (1 - CBTPPd)xVBTFPxFCFPBT \quad (-20-)$ <p>c.3) Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en HFP</p> $PPMT \times PPBT \times PP \times CBTFPg \quad (-21-)$ <p>c.4) Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en HFP</p> $(VMTPPxPPBT + VBTPP)xCBTFPd + (1 - CBTFPd)xVBTFPxFCFPBT \quad (-22-)$ <p>d) Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h): CER</p>
BT5A	<p>Medición de dos energías Activas (2E) Energía: Punta y Fuera de Punta</p>	<p>a) Cargo Fijo Mensual (S./mes): CFS b) Cargo por Energía Activa (S./kW.h) b.1) En HP</p> $XPA + YPA \quad (-23-)$ <p>b.1.1) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en HP y HFP</p> $XPA = PEMT \times PEBT \times PEPP \quad (-24-)$ $YPA = (PPMTxPPBTxPP + VMTPPxPPBT + VBTPP)/NHUBTPP_A \quad (-25-)$

Opción tarifaria	Sistemas y Parámetros de medición	Conceptos de Facturación
		<p>b.1.2) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en HFP</p> $XPA = PEMT \times PEPT \times PEPP \quad (-26-)$ $YPA = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTPP_B \quad (-27-)$ <p>b.2) En HFP</p> $PEMT \times PEPT \times PEFP \quad (-28-)$ <p>c) Cargo por exceso de potencia en HFP (S./kW–mes): VBTPP El exceso de potencia se calculará de la siguiente forma:</p> <p>c.1) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en HP y HFP.</p> $kW_{exceso} = \left[\frac{EFP}{NHUBTFP_A} - \frac{EPP}{NHUBTPP_A} \right] \quad (-29-)$ <p>El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo</p> <p>c.2) Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de 20 kW en HP y de hasta 50 kW en HFP.</p> $kW_{exceso} = \left[\frac{EFP}{NHUBTFP_B} - \frac{EPP}{NHUBTPP_B} \right] \quad (-30-)$ <p>El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo</p>
BT5B	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	<p>a) Cargo Fijo Mensual (S./mes): CFE</p> <p>b) Cargo por Energía Activa (S./kW.h)</p> $b1 + b2 \quad (-31-)$ $b1 = PEMT \times PEPT \times PE \quad (-32-)$ $b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTPP \times PPBT + VBTPP) / NHUBT \quad (-33-)$
BT5C	Iluminación especial o alumbrado Adicional a cargo de Municipalidades Medición de una energía activa (1E) Parámetros de medición: Energía: Total del mes	<p>a) Cargo fijo mensual</p> <p>b) cargo por energía activa</p>
BT5D	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	<p>a) Cargo fijo mensual</p> <p>b) Cargo por energía activa</p>
BT5E	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	<p>a) Cargo fijo mensual</p> <p>b) Cargo por energía activa</p>

Opción tarifaria	Sistemas y Parámetros de medición	Conceptos de Facturación
BT5F	Medición de dos energías activas (2E) Energía: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo Fijo Mensual (S./mes): CFE b) Cargo por Energía Activa en HP (S./kW.h) $b1 + b2 \quad (-34-)$ $b1 = PEMT \times PEPT \times PEPP \quad (-35-)$ $b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTHP \quad (-36-)$ c) Cargo por Energía Activa en HFP (S./kW.h) $x1 + x2 \quad (-37-)$ $x1 = PEMT \times PEPT \times PEFP \quad (-38-)$ $x2 = (VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTHFP \quad (-39-)$
BT6	Medición de una potencia activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual b) cargo por potencia activa
BT7	Servicio Prepago de energía eléctrica, medición de Energía Activa (1E)	a) Cargo comercial del servicio prepago b) cargo por energía activa
BT8	Suministros rurales con celdas fotovoltaicas	a) Cargo mensual por energía equivalente

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2011, pág. 8), OSINERGMIN (2013, pág. 9), OSINERGMIN (2021, pág. 3)

3.2.6. Electromovilidad

La electromovilidad hace referencia al uso de VEs (García, 2019, pág. 2), es todo aquel medio usado para el desplazamiento de bienes o personas mediante un vehículo que se alimente con energía eléctrica y que no posea únicamente un motor de combustión (Cuno, 2020, pág. 18), dicho de otro modo, comprenden a aquellos vehículos que se pueden recargar de forma externa, estos son vehículos puramente eléctricos, de autonomía extendida e híbridos enchufables (pueden usar la red eléctrica para recargarse) (Bazante, 2020, pág. 38) incluyendo vehículos con dos y tres ruedas, camionetas rurales, automóviles, camiones, autobuses y otros (Bazante, 2020, pág. 26).

3.2.7. Movilidad sostenible

La movilidad sostenible representa una evaluación de alternativas que nos ayuden a reducir y prevenir efectos negativos que sean producto del uso de vehículos con fuentes de combustibles fósiles para que esto no genere problemas medioambientales (Carbajal & Acosta, 2021, pág. 35).

3.2.8. Vehículos Eléctricos

Es todo aquel vehículo que para su tracción hace uso de motores eléctricos, y se alimentan de electricidad, que es almacenado en baterías recargables que utilizan la energía de la red eléctrica. En las baterías se acumula energía química la cual se convierte en energía eléctrica donde gracias al motor eléctrico finalmente se transforma en energía mecánica (Jiménez, 2019, pág. 9).

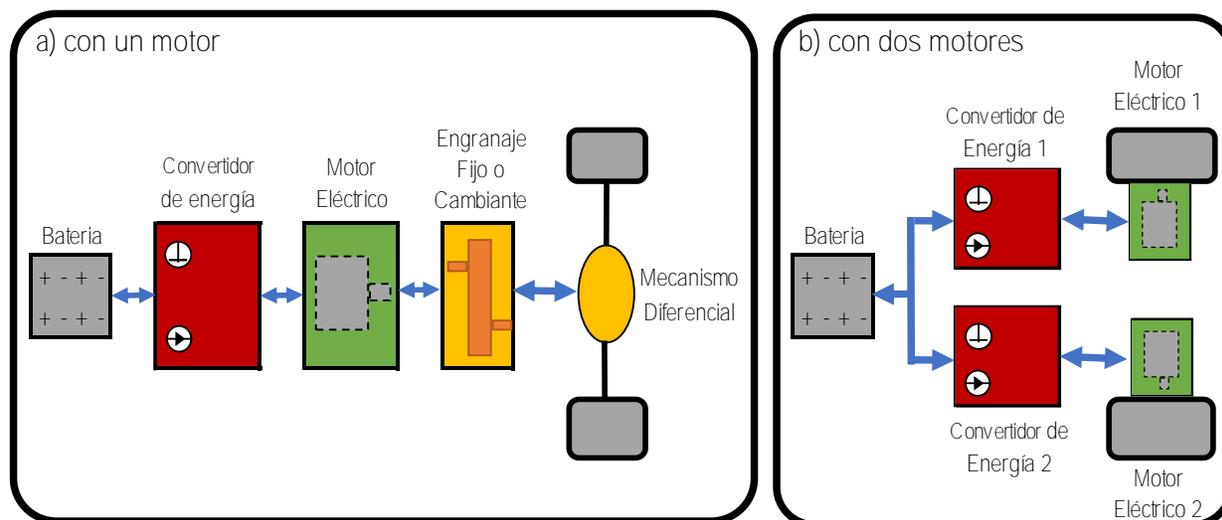
3.2.8.1. Funcionamiento de un VE. Los vehículos con tracción eléctrica poseen un motor eléctrico acoplado al eje de las ruedas, otros vehículos cuentan con motores independientes para cada una de sus ruedas que convierten la energía cinética en energía eléctrica, consiguiendo cargar la batería mediante el freno regenerativo (Torres, 2015, pág. 21). Se debe tomar en cuenta que los VE's de un motor se acomodan al diseño tradicional obteniendo mayor potencia, sin embargo, manifiestan pérdidas por la fricción disminuyendo la eficiencia; por otro lado, para vehículos pequeños que no necesitan grandes potencias, son más adecuado los vehículos que tienen motores independientes para cada rueda evitando que se genere pérdidas por transmisión (Torres, 2015, pág. 21).

La incorporación de los VEs está principalmente para medios urbanos donde el vehículo se encuentra continuamente acelerando y desacelerando en función al freno regenerativo, a causa del tráfico vehicular (Torres, 2015, pág. 21).

La Figura 6 muestra un esquema de los VEs con uno o dos motores independientes.

Figura 6

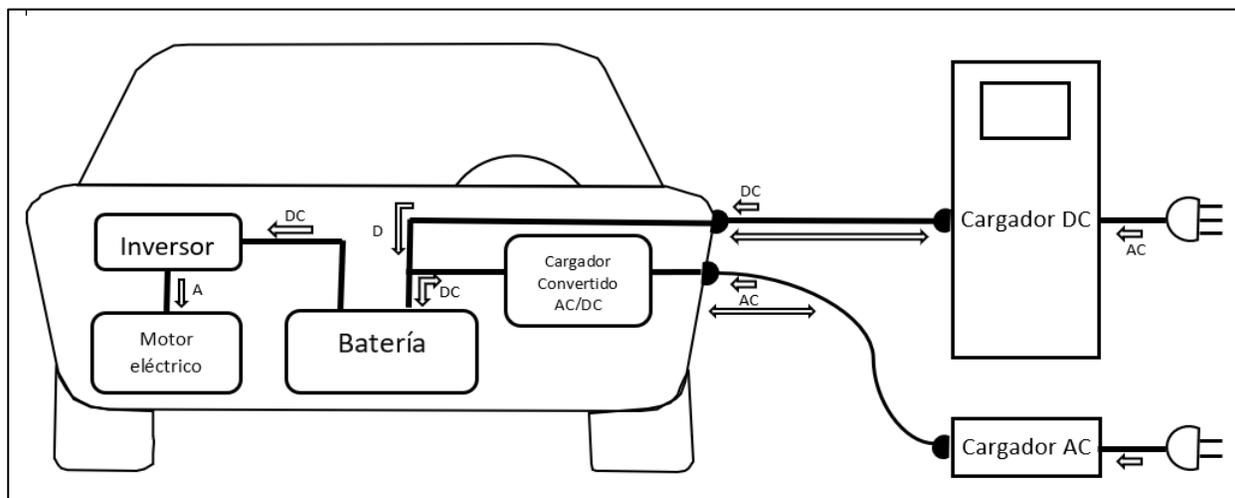
Esquema de un VE con un motor (a) y dos motores independientes (b)



Fuente: Torres (2015, pág. 21).

3.2.8.2. *Partes de un VE.* En la Figura 7 se detallan las partes de un VE:

Figura 7
Partes de un VE



Fuente: MINEM (2019).

- **Convertor Electrónico de Potencia.** Cuando se enciende un VE, la energía circula a partir del banco de baterías hacia los accesorios (audio y sistema de luces) y al motor. Para la regulación de potencia entre estos dispositivos, es imprescindible el uso de un convertor electrónico de potencia. En los VEs, el convertor sube el voltaje de CC de la batería de tracción, voltaje requerido para el funcionamiento del motor (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 44).

- **Convertor de la Batería.** Convierte el voltaje de la batería de tracción por uno más alto, usado para intercambiar la potencia con el motor de tracción (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 44).

- **Controlador Electrónico de Potencia.** Es un dispositivo electrónico el cual controla directamente la electricidad en los convertidores electrónicos de potencia, e indirectamente controla como funcionan los motores, las baterías y el vehículo. El conductor selecciona el modo de funcionamiento (conducción o frenado regenerativo) por consiguiente, el controlador hace que interactúen el acelerador con el pedal de freno. De igual forma, controla la carga del banco de

baterías y el cargador a bordo, abarcando también un sistema de administración (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 45).

- **Transmisión.** Este elemento transfiere la energía mecánica de parte del motor de tracción para el accionamiento de las ruedas (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 44).

- **Inversor (motor drive).** Es el elemento encargado de controlar el torque, la dirección rotativa del motor y la velocidad. Según a las características del motor, podría ser un conversor CC/CC o un inversor CC/CA, utilizado en el control del flujo de energía de la batería. Cabe destacar que el motor puede proporcionar energía para la propulsión y también se la puede quitar para el frenado regenerativo, ya que es un conversor bidireccional (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 44).

- **Puerto de Carga.** Es donde se inserta un conector el cual está unido a un cable, permitiendo la recarga desde una fuente externa. (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 43).

- **Cargador a Bordo.** Se considera un conversor electrónico de potencia CA/CC el cual transforma la CA que entra por el puerto de carga y es convertida a energía de CC destinada a la batería de tracción (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 43).

- **Motor Eléctrico.** Es una máquina rotativa la cual convierte la energía eléctrica en mecánica, algunos motores eléctricos son reversibles, pues convierten la energía mecánica a eléctrica funcionando igual a un generador (Hernández & Rueda, 2020, pág. 27). En un VE el 46% de la energía que es liberada por las baterías es usada para moverlo, sin embargo, en un motor a combustión sólo es usado el 18% de la energía del combustible y el restante es usado para accionar el motor (Hernández & Rueda, 2020, pág. 27).

- **Baterías Eléctricas.** Está formado por una o más celdas electroquímicas, el cual convierte en electricidad la energía química que se almacena. En cada celda de las baterías se encuentra un

ánodo, cátodo y electrolitos, donde los iones puedan moverse entre los electrodos, ayudando a la corriente a fluir (Hernández & Rueda, 2020, pág. 31). Las baterías usualmente son la principal forma de almacenar la energía de los VE's, y significan el componente de mayor importancia debido a factores económicos y técnicos (Álvaro & Menéndez, 2021, pág. 39).

3.2.8.3. Motores Eléctricos en la Electromovilidad

Para la electromovilidad se emplean VE's los cuales utilizan motores que convierten la energía eléctrica en mecánica (rotacional) mediante su motor eléctrico. Esta energía de rotación se aplica a las ruedas de un vehículo a través de un sistema de transmisión apropiado que, a su vez, provoca la propulsión. Los VE's pueden usar energía eléctrica como única fuente de energía o pueden ser híbridos (baterías junto con motores de gasolina) para impulsar el vehículo. Los motores eléctricos también están especialmente diseñados para su uso específico en VEs, estos pueden ser motores de CA o CC según la elección del ingeniero de diseño o según el uso previsto del VE. A lo largo de los años se han estado realizando importantes investigaciones en el campo de los motores eléctricos lo cual brinda a los fabricantes una amplia gama de motores eléctricos para elegir según sus requerimientos. La selección de un tipo particular de motor para un VE debe hacerse con prudencia, ya que las características del motor afectan el rendimiento general de un vehículo, algunos parámetros que deben tenerse en cuenta al comparar los motores anteriores para elegir el más adecuado motor para la aplicación requerida de VEs son la relación potencia-peso, las características de par-velocidad, la eficiencia, el costo del controlador, el costo del motor (Swaraj & Archana, 2017).

- ***Características de los motores de propulsión de VEs. Estas deben ser:***

- Diseño simple
- Alta densidad de potencia, define el volumen y peso que tiene que llevar el VE

- Alto par motor a bajas velocidades, para una aceleración rápida y superar las pendientes
- Amplio rango para cambio de velocidades
- Baja inercia, facilidad para las variaciones de velocidad
- Alto rendimiento, para incrementar la autonomía del VE
- Buena capacidad de sobrecarga, para superar necesidades adicionales durante pequeños

períodos

- Bajo costo de mantenimiento y buen control (Verucchi, Bossio, Garcá, & Cristian, 2007).

- **Principales motores empleados en VEs.** Los diferentes tipos de motores exhiben diferentes características, lo que hace que sea importante evaluar los motores en algunos parámetros básicos para elegir un tipo particular de motor para un VE. Los motores ampliamente utilizados por los fabricantes de VE's son los motores con escobillas y sin escobillas (Brushless) de CC, el motor de inducción (asíncrono), el motor síncrono y el motor de reluctancia conmutada (Swaraj & Archana, 2017).

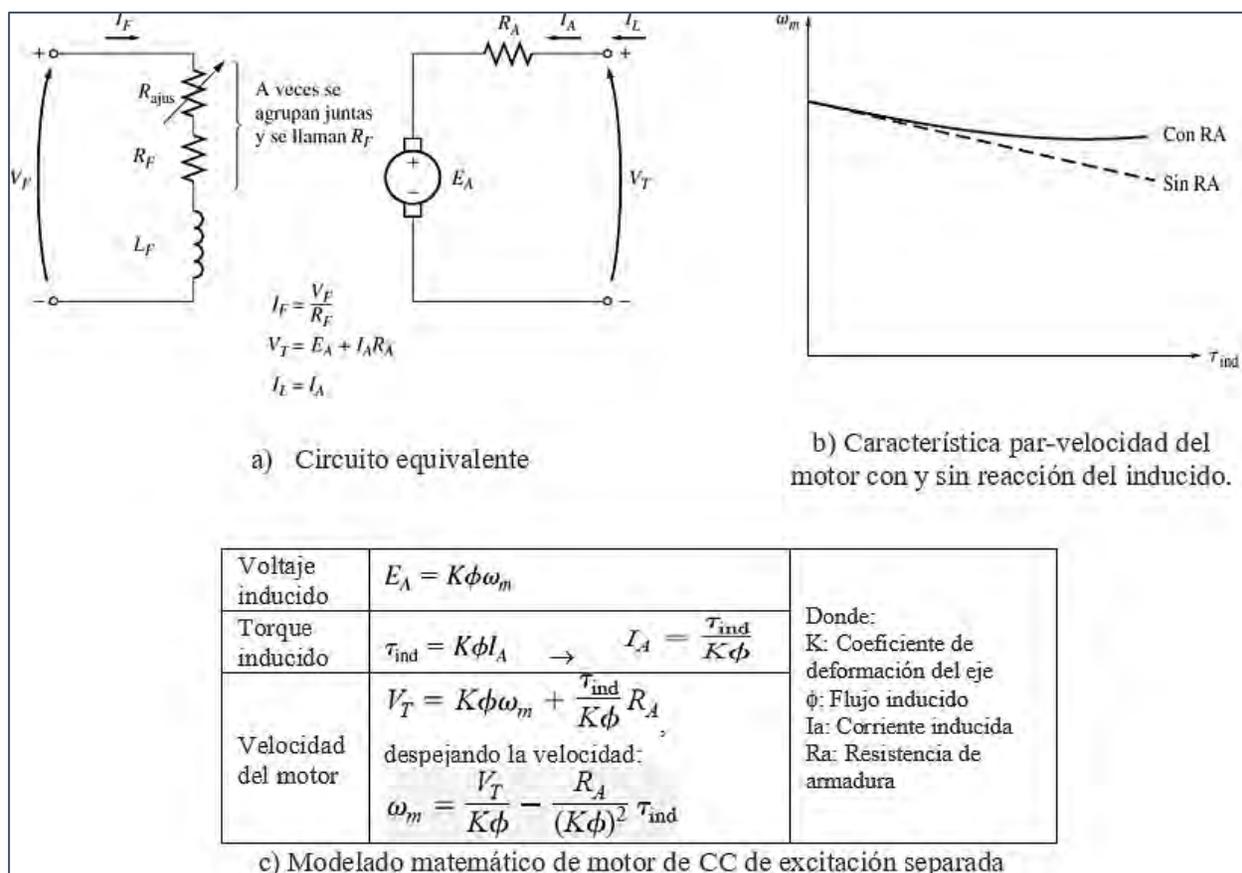
a. Motor con escobillas de CC. Las escobillas junto con los conmutadores proporcionan un nexo entre el circuito del campo y la armadura del motor. Las escobillas pueden estar hechas de carbono, cobre, grafito de carbono, grafito metálico y en su mayoría tienen forma rectangular. El desgaste de los conmutadores debido a las escobillas es uno de los principales inconvenientes en estos motores. Además, la fricción entre escobillas y conmutadores limita la velocidad máxima del motor y requiere más cuidado en su mantenimiento. Los motores DC con escobillas son los preferidos para su uso en vehículos de baja potencia. La densidad de potencia deficiente en comparación con los otros tipos de motores es otro inconveniente del motor de CC con escobillas para su uso en VEs (Swaraj & Archana, 2017). Al variar la disposición de los bobinados, es posible desarrollar diferentes variedades de motores de CC con escobillas con distintas características de

rendimiento tales como el de excitación separada, en derivación, imán permanente, serie y compuestos. (Chapman, 2012, pág. 346)

- i. **Motor de CC de excitación separada.** Un motor de cd de excitación separada es aquel cuyo circuito de campo se alimenta de una fuente de potencia de voltaje constante independiente. Como se puede observar en la Figura 8, la característica par-velocidad resultante de un motor de cc en excitación separada es una línea recta con pendiente negativa, sin embargo la reacción del inducido puede afectarla (Chapman, 2012, pág. 348).

Figura 8

Modelado y característica de funcionamiento del Motor de CC de excitación separada

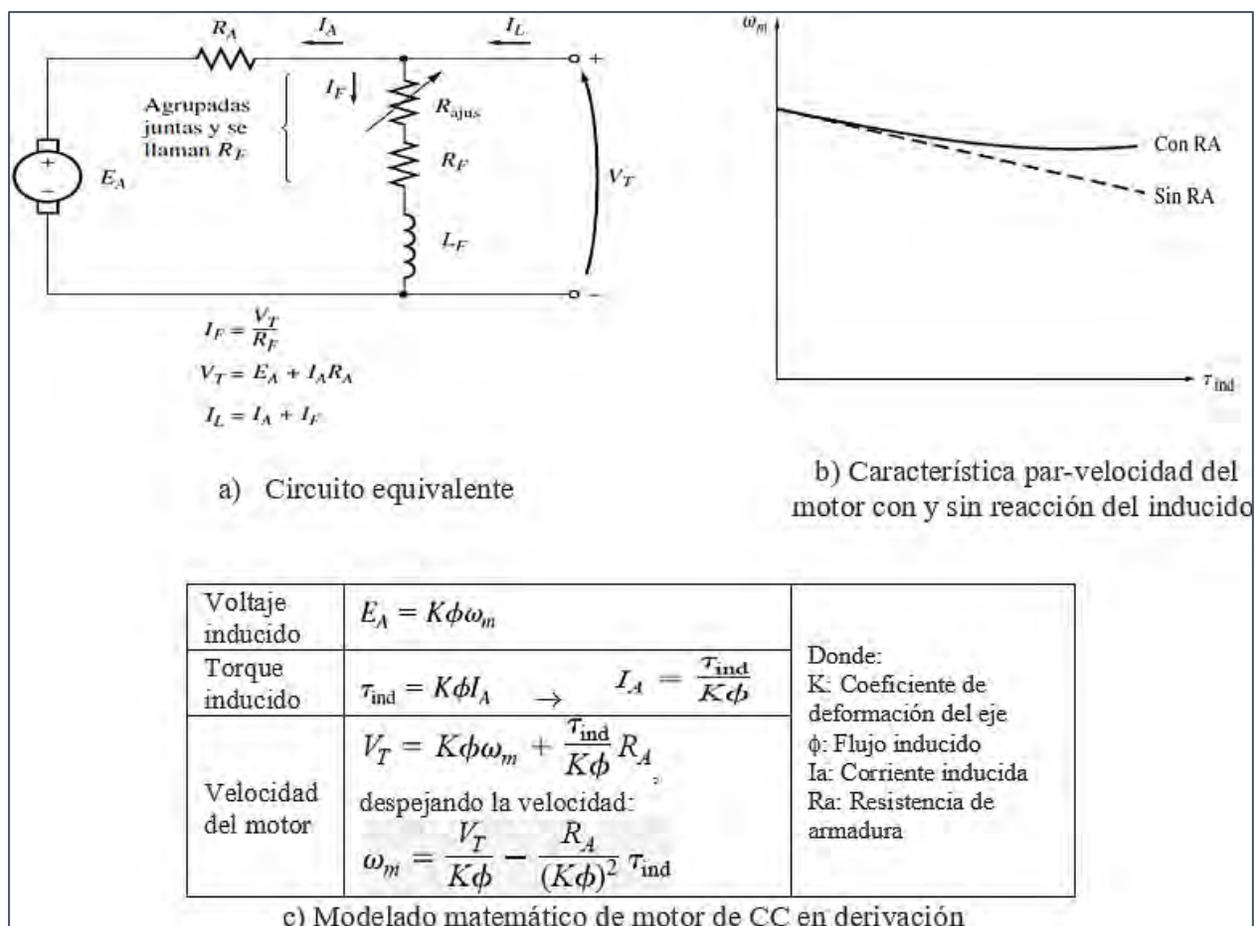


Fuente: Adaptado de *Chapman (2012)*

- ii. **Motor de CC en derivación.** Un motor de cc en derivación es aquel cuyo circuito de campo obtiene su potencia directamente a través de las terminales del inducido del motor. Cuando se supone que el voltaje que se suministra a un motor es constante, no hay diferencia práctica entre el comportamiento del Motor de CC de excitación separada, tal como se puede observar en la Figura 9 (Chapman, 2012, pág. 350).

Figura 9

Modelado y característica de funcionamiento del Motor de CC en derivación



Fuente: Adaptado de Chapman (2012)

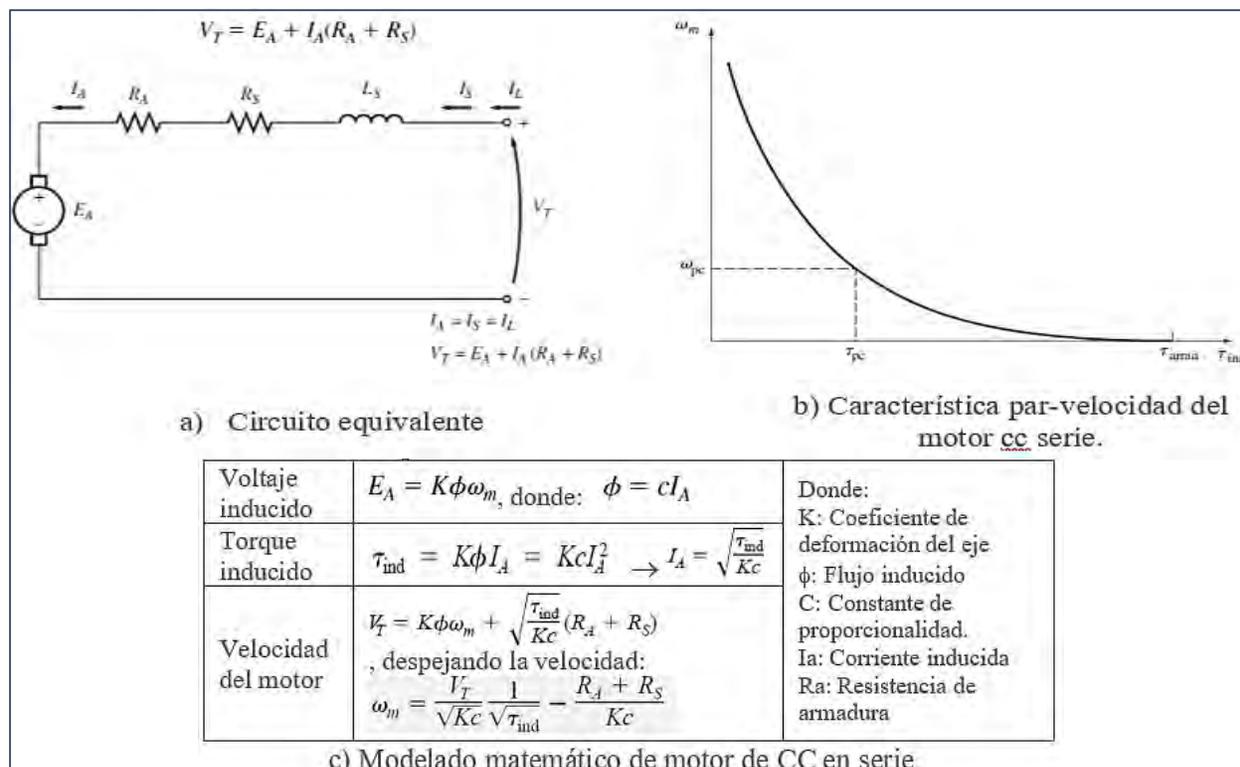
- iii. **Motor de CC de imán permanente.** Es básicamente la misma máquina que un motor de cc en derivación, excepto en que el flujo es fijo, por lo tanto, no es posible controlar su velocidad por medio de la variación de la corriente o flujo de campo. Los únicos

métodos de control de velocidad disponibles para este tipo de motor, son el control de voltaje y el control de resistencia, ambos del inducido. Las técnicas su análisis son básicamente las mismas que las que se utilizan para analizar un motor de cc en derivación con la corriente de campo constante (Chapman, 2012, pág. 366).

- iv. **Motor de CC serie.** Es aquel cuyos devanados de campo constan de relativamente pocas vueltas conectadas en serie con el circuito del inducido. El flujo es directamente proporcional a la corriente del inducido, hasta llegar al punto de saturación. Conforme se incrementa la carga en el motor, también se incrementa su flujo causando una disminución de velocidad. El resultado es que un motor en serie tiene una característica par-velocidad con una caída muy pronunciadas como se puede observar en la figura 10 (Chapman, 2012, pág. 366).

Figura 10

Modelado y característica de funcionamiento del Motor de CC serie

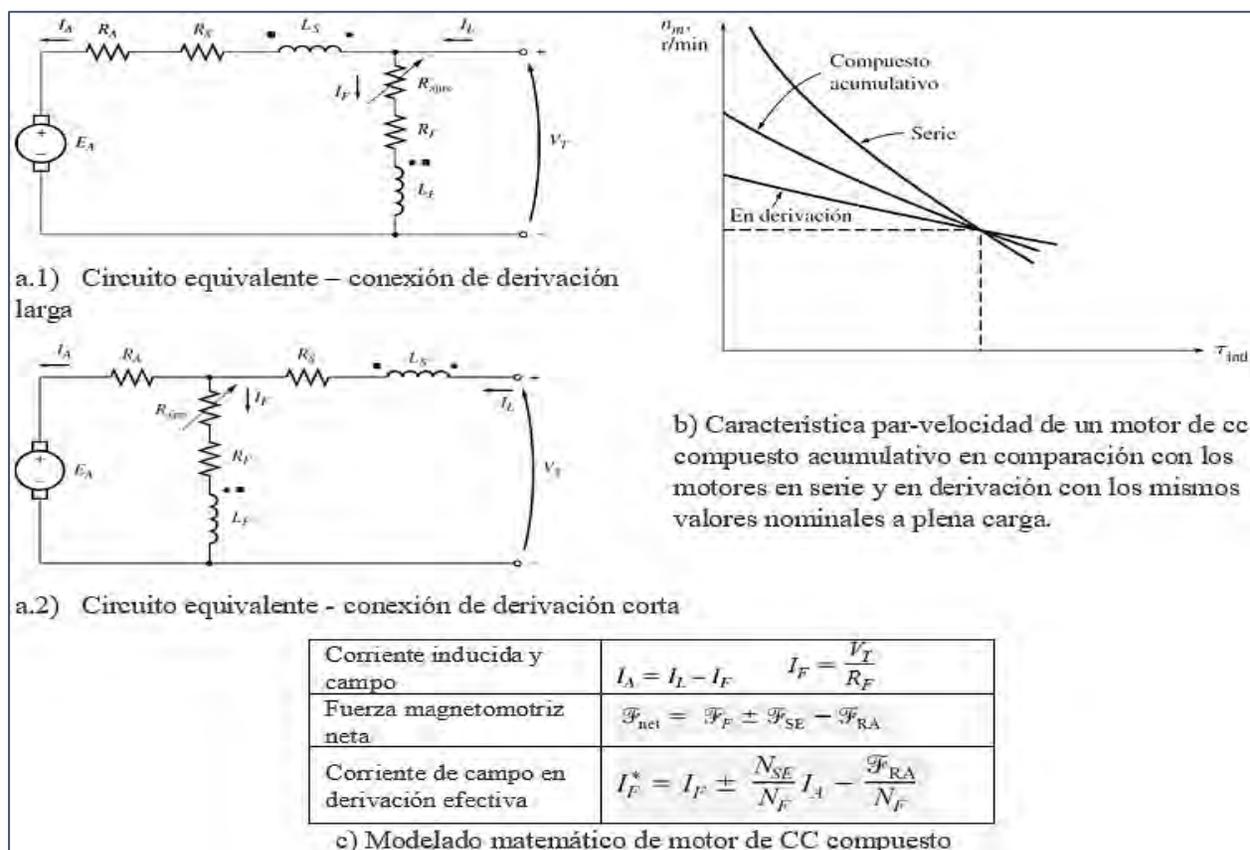


Fuente: Adaptado de Chapman (2012)

- v. **Motor de CC compuesto.** Un motor de cd compuesto incluye tanto un campo en derivación como un campo en serie. Los puntos que aparecen en las dos bobinas de campo tienen el mismo significado que los puntos en un transformador: la corriente que fluye hacia un punto produce una fuerza magnetomotriz positiva. Si la corriente fluye hacia los puntos en ambas bobinas de campo, las fuerzas magnetomotrices resultantes se suman para producir una fuerza magnetomotriz total más grande. Esta situación se conoce como composición acumulativa. Si la corriente fluye hacia el punto en una bobina de campo y hacia afuera del punto en la otra bobina de campo, la fuerza magnetomotriz resultante se resta, como se puede observar en la figura 11. (Chapman, 2012, pág. 371).

Figura 11

Modelado y característica de funcionamiento del Motor de CC compuesto

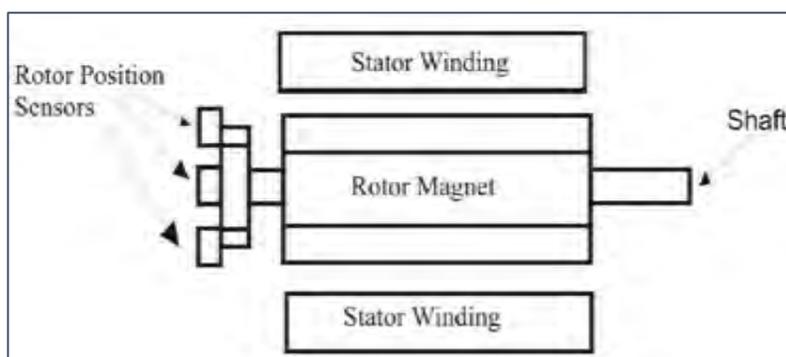


Fuente: Adaptado de Chapman (2012)

b. Motor sin escobillas de CC (Brushless). Ofrece ciertas ventajas sobre el motor con escobillas de CC, como menos mantenimiento y mayor eficiencia. La conmutación mecánica como en el motor de CC con escobillas se reemplaza por un circuito de conmutación electrónica equivalente (circuito inversor y elemento sensor de posición del rotor), el control electrónico es instantánea, la regulación de la velocidad es precisa e indiferente a la variación de la carga. Según NEMA este motor se define como una máquina rotatoria autosíncrona con un rotor de imán permanente y posiciones conocidas del eje del rotor para conmutación electrónica, la Figura 12 demuestra la disposición básica de los sensores de estator, rotor y posición. Este motor proporciona un par más alto en los valores máximos de corriente y voltaje en comparación con otros motores. Debido a sus mejores características de operación a velocidades más altas, estos motores encuentran su aplicación en compresores, bombas y sistemas de ventilación (Swaraj & Archana, 2017).

Figura 12

Disposición básica del estator, rotor y los elementos sensores en el motor sin escobillas de CC (Brushless)



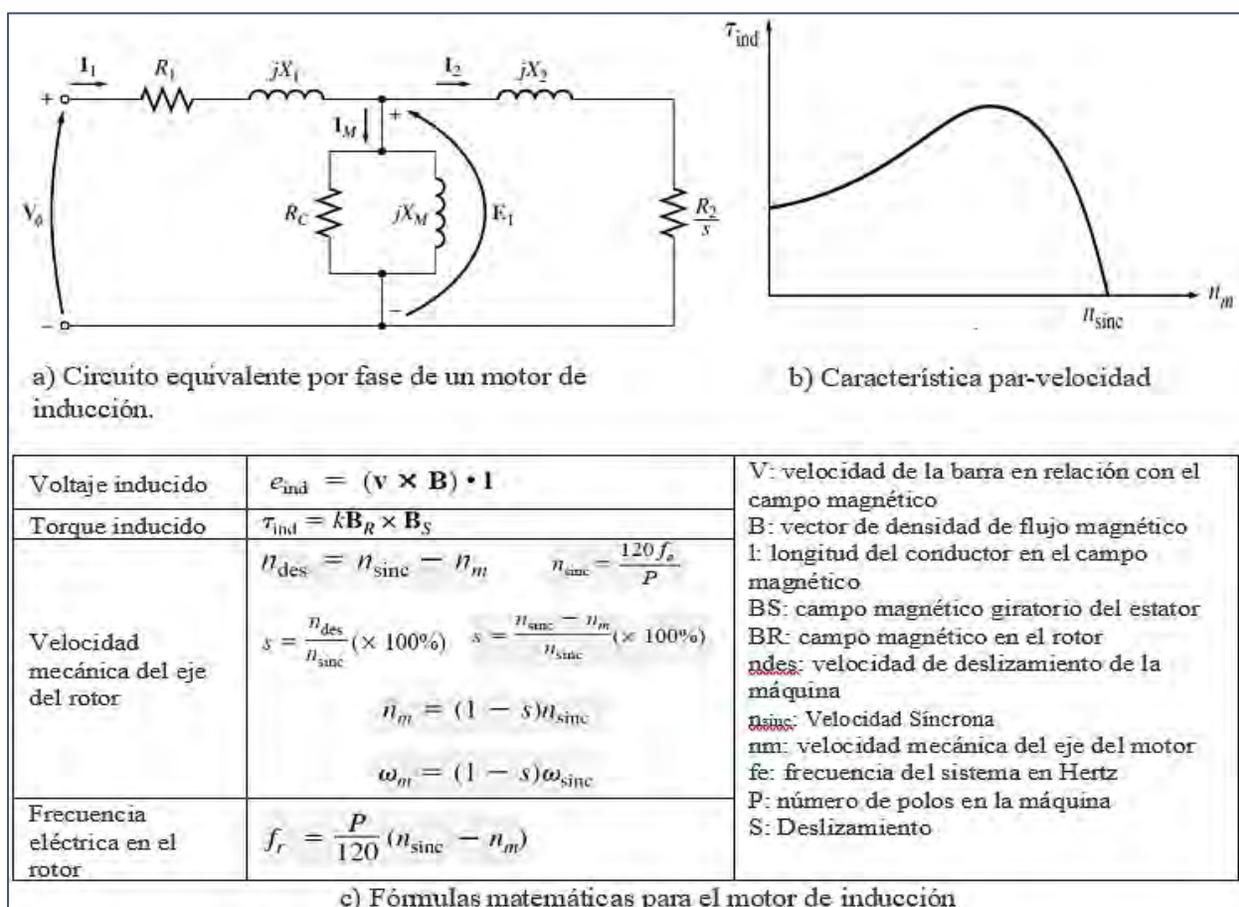
Fuente: Swaraj & Archana (2017).

c. Motor de inducción (asíncrono). Hay dos tipos de rotores en motores de inducción, rotor devanado y jaula de ardilla (Chapman, 2012, pág. 231), son ampliamente utilizados en VEs debido a su alta confiabilidad, buena regulación de velocidad y ausencia de conmutadores (reducción de costos en mantenimiento). Como la velocidad del rotor es diferente (menor) que la velocidad del

campo giratorio (velocidad síncrona), estos motores también se denominan motores asíncronos (Swaraj & Archana, 2017). No obstante, estos motores tienen bajo rendimiento y factor de potencia, por lo tanto su factor de utilización del inversor es menor (Verucchi, Bossio, Garcá, & Cristian, 2007). Chapman (2012) realiza el modelado del motor de inducción usando un circuito equivalente de transformador por fase que representa la operación, En la Figura 13 se muestra un resumen de características de este tipo de motor.

Figura 13

Modelado y característica de funcionamiento del Motor de Inducción

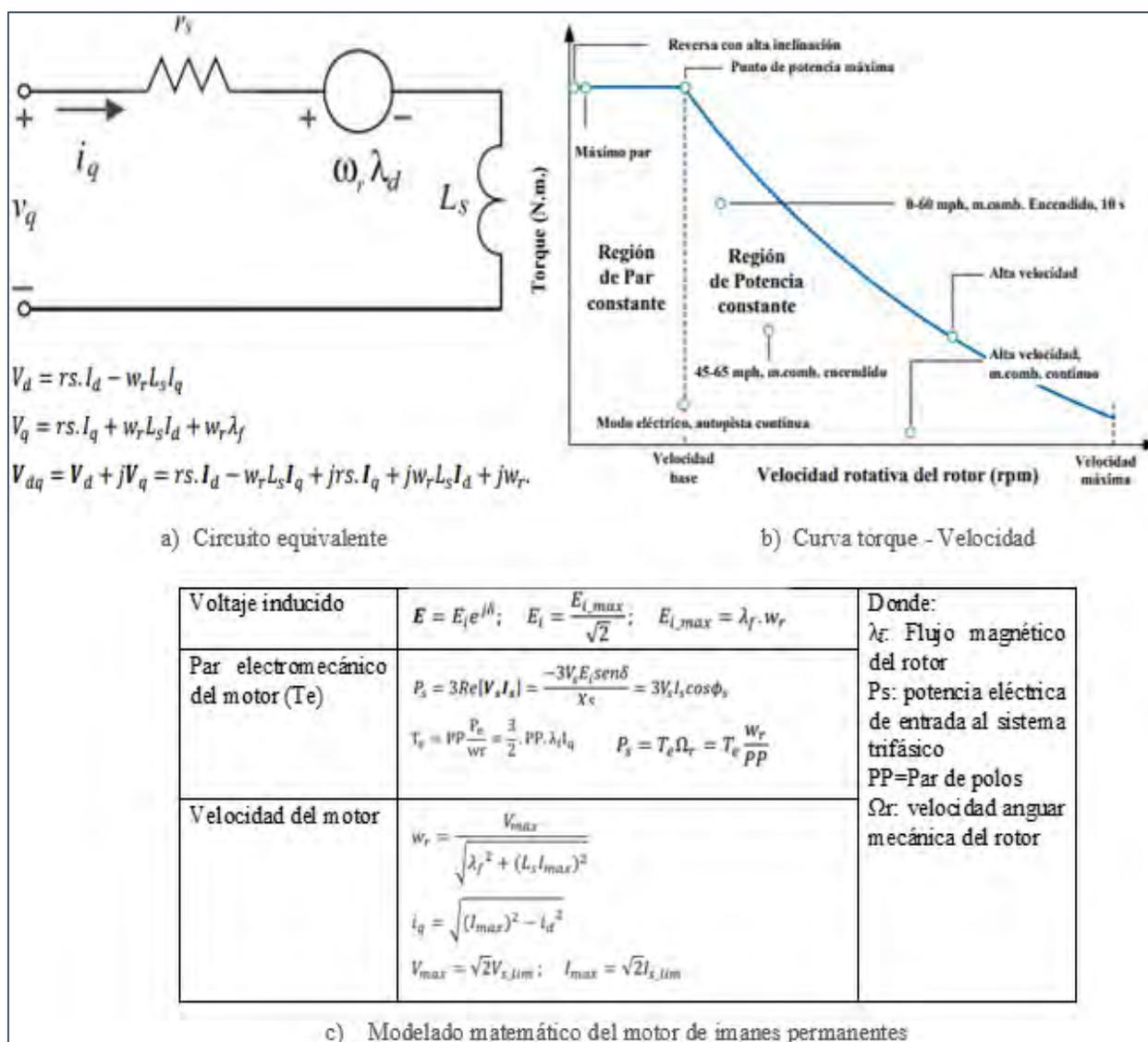


Fuente: Adaptado de Chapman (2012)

d. Motor síncrono. En estos motores el rotor gira a velocidad síncrona. El rotor se excita con un suministro de CC, mientras que el estator está conectado a un suministro de CA trifásico. El motor síncrono no tiene torque de arranque automático, se realiza por medios externos de manera

que los polos del rotor estén continuamente bajo la influencia de los polos del estator de polaridad opuesta incluso que cambia continuamente, por lo tanto el rotor comienza a girar en una dirección, después incluso si se eliminan los medios externos, los polos del rotor y el estator están entrelazados y el rotor girará con velocidad síncrona (Swaraj & Archana, 2017). El motor síncrono presenta mayor rendimiento que los de inducción (Verucchi, Bossio, Garcá, & Cristian, 2007). En la Figura 14 se muestran las características de este tipo de motor

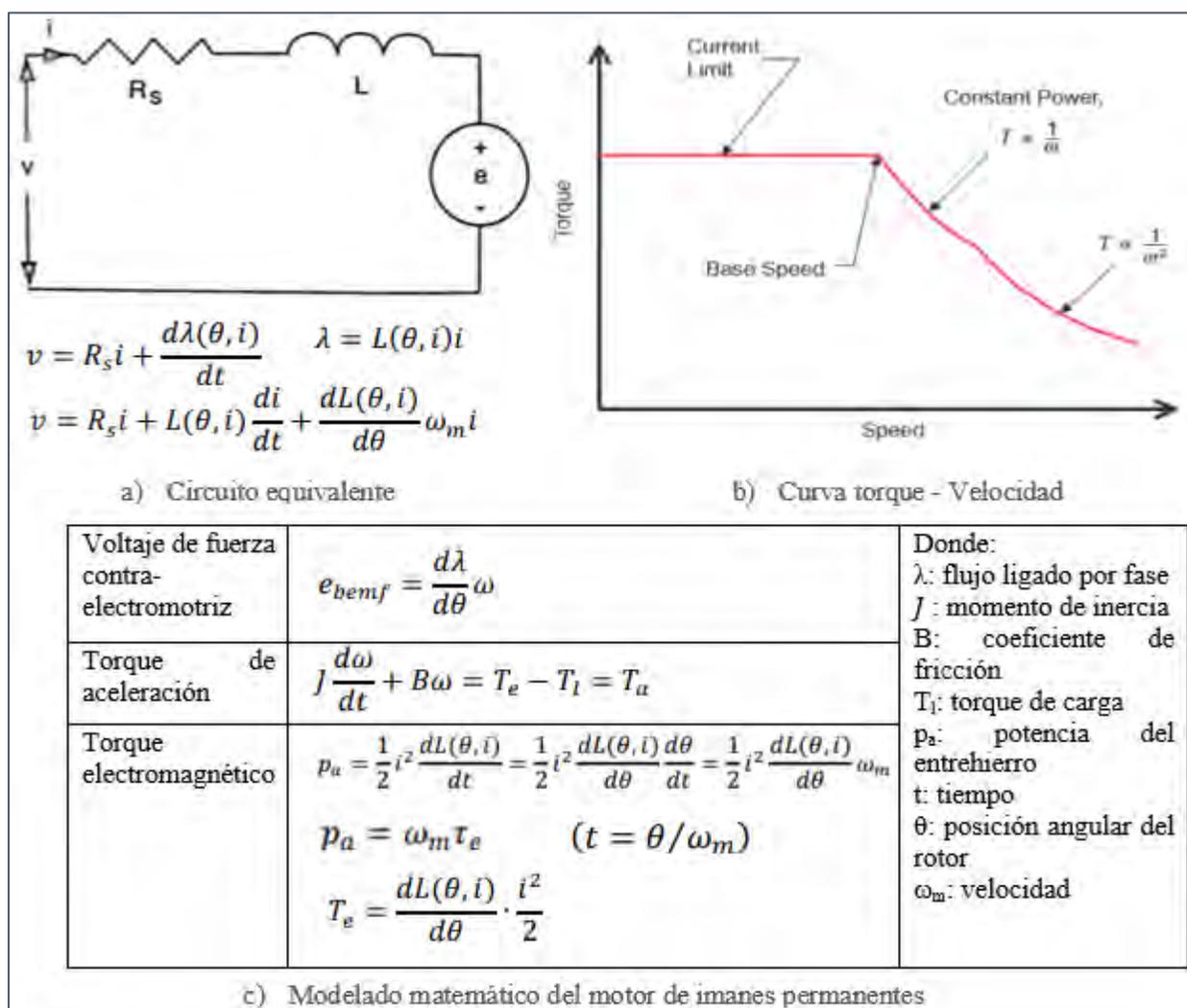
Figura 14
Características del motor de imanes permanentes



Fuente: Gonzales (2018).

e. **Motor de reluctancia conmutada.** El rotor tiende a moverse a una posición de menor reluctancia, lo que provoca un par. El motor de reluctancia conmutada tiene características como un alto par de arranque, un amplio rango de velocidades y una buena capacidad inherente de tolerancia a fallas, construcción simple y robusta y de control simple lo que lo hace adecuado para la aplicación de VEs (Swaraj & Archana, 2017). Las desventajas que presenta, son por ejemplo un alto rizado, alto ruido, vibraciones e interferencias electromagnéticas. En la Figura 15 se muestran las características de este tipo de motor.

Figura 15
Características del motor de reluctancia conmutada



Fuente: Ortiz (2017).

- **Eficiencia de los motores eléctricos para VE's.** En los motores eléctricos, la totalidad de la energía eléctrica no se convierte en energía mecánica, sino que se pierde debido a varios factores. La eficiencia eléctrica de un motor eléctrico nos da la relación entre la entrada eléctrica y la salida mecánica útil del motor y generalmente viene dada por la relación entre la potencia de salida del eje y la potencia de entrada del motor.

En general, todos los motores eléctricos están diseñados para funcionar con la máxima eficiencia a la salida nominal de un motor. Cuando se utiliza un motor eléctrico en un VE, el motor funcionará con diferentes cargas, por lo tanto, se debe considerar la eficiencia máxima y la eficiencia con diferentes cargas de un motor antes de elegirlo para una aplicación de VE (Swaraj & Archana, 2017). Las eficiencias de diferentes motores eléctricos a carga máxima y al 10% de carga se tabulan a continuación en la Tabla 4.

Tabla 4

Comparación de eficiencia de diferentes motores eléctricos para VE's

Tipo de Motor	Eficiencia Máxima	Eficiencia al 10% de carga
Motor con escobillas de CC	85-90	80-85
Motor sin escobillas de CC	>95	70-80
Motor de inducción (asíncrono)	>90	>90
Motor síncrono	>92	80-85
Motor de reluctancia conmutada	<95	>90

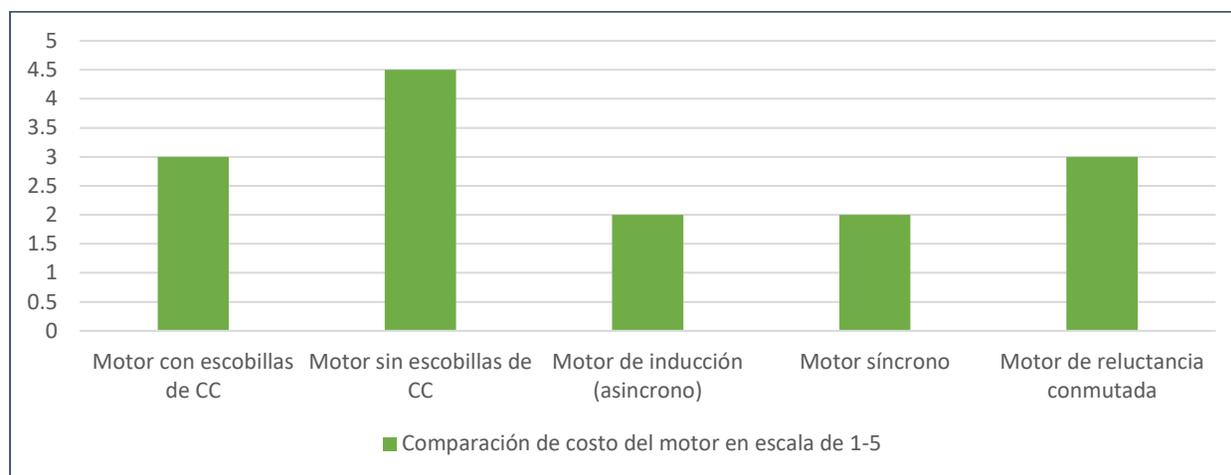
Fuente: Adaptado de Swaraj & Archana (2017).

Según a las conclusiones del artículo publicado por Swaraj y Archana (2017), el motor de inducción trifásico y el motor sin escobillas de CC son los dos motores más utilizados por los fabricantes de VEs.

- *Escala de costos de los motores eléctricos para VEs.* Uno de los retos importantes que tienen por delante los fabricantes de VEs es proporcionar a los consumidores un VE que sea tan bueno como un vehículo de gasolina pero a un precio asequible. El costo de diferentes motores eléctricos con las mismas clasificaciones de voltaje y potencia de salida se comparan en la Figura 16, la comparación se realiza en una escala del 1 al 5.

Figura 16

Comparación del costo del motor de VEs para diferentes motores eléctricos



Fuente: Adaptado de Swaraj y Archana (2017).

3.2.8.4. Baterías en electromovilidad

Las baterías recargables son actualmente los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica más utilizados en los VEs, para extender la autonomía, el rendimiento y la vida útil para el uso eficaz y eficiente de la batería, esto se relaciona con el estado de carga de la batería (SOC). Una batería está expuesta a reacciones químicas cada vez que se conecta a una carga o fuente. Desafortunadamente, el efecto químico daña la estructura natural y original de la batería. Esto hace que la batería disminuya gradualmente su vida útil, esto se puede mejorar o retrasar cambiando las condiciones de carga de la batería. Por ejemplo, una batería sujeta a rangos de sobrecalentamiento o ciclos continuos de carga y descarga tiene una vida útil menor que la batería operada en

condiciones adecuadas. Para el funcionamiento seguro y alargar la vida útil de la batería es necesario asegurarse de que las baterías estén sujetas a las condiciones de funcionamiento seguras especificadas para que permanezca en el límite especificado en los modos de carga o descarga a la temperatura especificada (Yunus & Nusret, 2019). En los VEs las baterías para la tracción son baterías de alto voltaje o banco de baterías, es el que permite almacenar la energía eléctrica en el vehículo. Usualmente se encuentra en la parte inferior del vehículo, dándole estabilidad al vehículo, esta batería es un componente de gran importancia debido a su tamaño y peso. Para permitir la propulsión y el funcionamiento del vehículo, la batería de tracción almacena la energía. Un VE también es caracterizado por poseer una batería auxiliar, teniendo la finalidad de suministrar electricidad para alimentar los accesorios del vehículo es decir el arranque previo a que se active la batería de tracción (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 43).

- ***Características de las baterías de VEs.*** Cuando se refiere a baterías, se consideran:

- Capacidad de la batería. Energía que logra suministrar o admitir la batería (kW/h o Ah).
- Densidad energética. Es la energía almacenada y suministrada por la batería (kJ/kg). Con una mayor densidad, existirá mayor autonomía.
- Eficiencia. Es la cantidad de energía eléctrica aprovechada por una batería, en el momento de la carga y en la descarga. Se mide de 1 a 100.
- Ciclos de vida. Es el total de veces que se realiza la carga y descarga de una batería durante su vida útil. Para una mayor cantidad de ciclos será mayor la durabilidad.
- Potencia. Capacidad de proporcionar energía en un periodo de tiempo para el proceso de la descarga. (Jiménez, 2019, pág. 21).

- **Tecnologías de baterías recargables.** Las tecnologías representativas a escala comercial para las baterías recargables que se utilizan actualmente en la industria de la energía eléctrica

incluyen baterías de plomo-ácido, baterías de hidruro metálico de níquel (NiMH), baterías de iones de litio (Li-ion), baterías de azufre de sodio (NaS) y baterías de flujo redox de vanadio. (VRB). Estas tecnologías normalmente exhiben diferentes características, con varios tamaños y componentes químicos incorporados. Las tecnologías de baterías, en particular las de iones de litio y VRB, han experimentado avances notables en los últimos años por la demanda de aplicaciones de redes inteligentes y VEs. Las baterías ha ido cambiando gradualmente de la batería NaS a las baterías de flujo redox (RFB) y de iones de litio. Esto se debe a las mejoras significativas en el rendimiento y las reducciones de costos logradas por estas baterías. Se prevé que la capacidad de la batería de iones de litio instalada aumente rápidamente, por lo que se espera que se convierta en la tecnología de almacenamiento de batería dominante en el futuro. (Xiaosong, Changfu, Caiping, & Yang, 2017).

a) Batería de plomo-ácido. Es la batería recargable más antigua remontada a mediados del siglo XIX. En una batería de este tipo, los electrodos positivo y negativo se componen por separado de dióxido de plomo y plomo metálico, que se sumergen en un electrolito de ácido sulfúrico diluido. Hay dos tipos típicos, a saber, soluciones de plomo-ácido inundadas y de plomo-ácido reguladas por válvula sellada (VRLA). Las principales ventajas de usar baterías de plomo-ácido son la alta eficiencia energética, la baja tasa de autodescarga y el bajo costo inicial. No obstante, su mayor promoción para uso comercial adolece de algunos inconvenientes técnicos obvios, que incluyen una baja profundidad de descarga (<20 %), un ciclo de vida bajo, una densidad de energía baja y una tasa de carga lenta (Xiaosong, Changfu, Caiping, & Yang, 2017, pág. 21).

b) Batería NiMH. Consta de un electrodo positivo a base de oxihidróxido de níquel, un electrodo negativo a base de cadmio metálico y un electrolito alcalino (generalmente hidróxido de potasio). Como una actualización de su contraparte de níquel cadmio (NiCd), la batería NiMH

tiene mayor potencia/densidad de energía, es más respetuosa con el medio ambiente y es menos propensa al efecto memoria. Sin embargo, adolece de varias desventajas técnicas, como una alta tasa de autodescarga, una vida útil limitada y una baja eficiencia de Coulombica (alrededor del 65%). Además, su capacidad para tolerar cargas rápidas y sobrecargas es muy baja. Particularmente durante la carga rápida, se pueden generar cantidades masivas de calor y la acumulación de hidrógeno puede provocar la ruptura de la celda, lo que lleva a una disminución considerable de la capacidad. Sus estrategias de carga, por lo tanto, deben diseñarse meticulosamente. Como celda recargable de pequeño formato, la batería de NiMH se ha aplicado notablemente para uso de consumo portátil. Comenzó a hacerse popular para los VEs y los VEs híbridos (HEV) en las décadas de 1990 y 2000. Los VEs enchufables (por ejemplo, el EV1 de General Motors, el EV Plus de Honda, el Ranger EV de Ford y el scooter Vectrix) adoptaron paquetes de baterías de NiMH, al igual que varios HEV, como el Toyota Prius, Honda Insight y Ford Escape y Chevrolet. Híbridos Malibú (Xiaosong, Changfu, Caiping, & Yang, 2017, pág. 22).

c) Batería de iones de litio. Es una batería recargable avanzada. Durante la carga, los iones de litio se insertan y desinsertan del electrodo negativo y del electrodo positivo, respectivamente. En comparación con otros tipos de baterías (por ejemplo, NiMH, NiCd y plomo-ácido), las baterías de iones de litio tienen las ventajas de una alta densidad de energía (debido al alto voltaje de salida), alta eficiencia, ciclo de vida prolongado y respeto por el medio ambiente. Tales atributos atractivos las hacen ser consideradas una de las baterías de tracción más prometedoras para los VEs de próxima generación. Con el rápido desarrollo de la electromovilidad, esta tecnología ha logrado un gran progreso, proporcionando una base técnica sólida y una base industrial para las aplicaciones de almacenamiento de energía. Además de los estrictos requisitos de capacidad de potencia y capacidad de energía, por ejemplo, en EV y PHEV, se espera que las aplicaciones

comerciales a gran escala de las tecnologías de baterías de iones de litio requieran una reducción sustancial del precio antes de que encajen ampliamente en las aplicaciones de servicios públicos a gran escala. La vida útil del ciclo de la batería también es un factor clave para la aplicación de la red y afecta la viabilidad económica del almacenamiento de energía.

Las aplicaciones emergentes han motivado a los investigadores a buscar tecnologías avanzadas de baterías de iones de litio que sean altamente eficientes, por ejemplo las baterías de óxido de manganeso de iones de litio (LMO), la batería de fosfato de hierro y litio (LFP) que reduce notablemente el costo de las baterías de iones de litio por lo cual es producida a gran escala, siendo sus ventajas la estabilidad térmica y cíclica, seguridad y resiliencia ambiental, la batería de Li-níquel-manganeso-óxido de cobalto (LNMC) con alto voltaje para mejorar la densidad de energía, y que están reemplazando cada vez más a las baterías LFP en aplicaciones para EVs, sin embargo, la desventaja es su ciclo de vida relativamente corto y su alto costo, la batería de óxido de titanato de litio (LTO) que muestra gran potencial debido a su ciclo de vida mucho más largo, mayor densidad de potencia y mejor tolerancia a bajas temperaturas en comparación con las baterías LFP y LNMC, y por último las baterías de litio-azufre (Li-S) y de litio-aire, que se están estudiando activamente, motivadas por su aplicación a los VEs (Xiaosong, Changfu, Caiping, & Yang, 2017, pág. 23). Las principales características de las baterías de iones de litio representativas se contrastan en la Tabla 5.

Tabla 5

Las principales características de los tipos de baterías de iones de litio.

Tipo	LMO	LFP	LNMC	LTO	Li-S
Densidad de energía (W.h/kg)	160	120	200	70	500
Densidad de potencia (W/kg)	200	200	200	1,000	-
Ciclos de vida (100% profundidad de descarga)	≥2,000	≥2,500	≥2,000	≥10,000	~100
Costo (US/kW.h)	~360	~360	~360	~860	-
Seguridad	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
Madurez	Comercial	Comercial	Comercial	Demostración	Investigación y desarrollo

Fuente: Adaptado de Xiaosong, Changfu, Caiping, & Yang (2017, pág. 23).

Las tecnologías de baterías de iones de litio pueden mostrar beneficios de costos en un futuro cercano debido a la creciente madurez de fabricación y las economías de escala. Se utilizan miles de celdas de batería de gran capacidad a través de conexiones en serie y en paralelo, que requieren un alto grado de consistencia de celda dentro de un sistema de paquete de baterías. Sigue siendo un desafío maximizar la utilización de energía de la batería en aplicaciones a nivel de paquete donde el mantenimiento o el equilibrio activo son imprescindibles.

d) Batería NaS. Este tipo de batería se compone de un ánodo de azufre fundido, un cátodo de sodio fundido y un electrolito cerámico de alúmina beta sólida. Los ciclos de carga y descarga deben funcionar a temperaturas superiores a 300 °C, de modo que el azufre y el sodio existen en

estado fundido. Se requiere calentamiento externo para iniciar la operación, mientras que normalmente no se necesita durante los procesos de carga y descarga, ya que las reacciones electroquímicas pueden generar calor interno. Su potencial proviene de su capacidad para proporcionar alta densidad de energía (150–240 Wh/kg) y eficiencia de ida y vuelta (75–90 %), larga vida útil (2500–4000 ciclos) y descarga profunda y rápida. La densidad de potencia de una batería NaS es mucho mayor que la de sus contrapartes de plomo-ácido y VRB, pero relativamente menor en comparación con las baterías de NiMH y Li-ion. Además, su capacidad para trabajar a altas temperaturas permite su funcionamiento en algunos entornos cálidos y duros.

e) Batería de flujo redox (“red” de reducción y “ox” de oxidación de electrones o liberación). Se han desarrollado varias categorías de baterías de flujo redox, como la batería de flujo de polisulfuro/bromo, la batería VRB (Batería de flujo redox de vanadio) y la batería de flujo híbrida de zinc/bromo. Entre estos, el VRB ha demostrado ser el más prometedor por dos razones principales: los electrolitos positivos y negativos emplean vanadio, por lo tanto, su capacidad no decae por el cruce de iones activos y no se genera hidrógeno en exceso. En comparación con otras baterías recargables (p. ej., plomo-ácido y iones de litio), Estas baterías actualmente tienen una menor densidad de energía. Las baterías de flujo también muestran una creciente popularidad en el almacenamiento de energía a escala de servicios públicos.

Aparte de las diferencias de precio, cada tipo de batería exhibe sus propias características y características únicas, la Tabla 6 resume los principales atributos de cada uno, esto puede hacer que un tipo sea adecuado para una aplicación particular de almacenamiento de energía; por lo tanto, diversas tecnologías de baterías contribuirán simultáneamente a todo el mercado de almacenamiento de energía

Tabla 6

Las principales características de los tipos de baterías recargables según su tecnología.

Tipo	Plomo- ácido	NiMH	Li-ion	NaS	VRB
Densidad de energía (W.h/kg)	25-50	60-120	75-200	150-240	10-30
Densidad de potencia (W/kg)	75-300	250-1,000	500-2,000	150-230	80-150
Ciclos de vida (100% profundidad de descarga)	200-1,000	180-2,000	1,000-10,000	2,500-4,000	>12,000
Costo capital (US/kW.h)	100-300	900-3,500	300-2,500	300-500	150-1,000
Eficiencia de ida y vuelta	75-85	~65	85-97	75-90	75-90
Autodescarga	Baja	Alto	Medio	-	Despreciable

Fuente: Adaptado de Xiaosong, Changfu, Caiping, & Yang (2017, pág. 23).

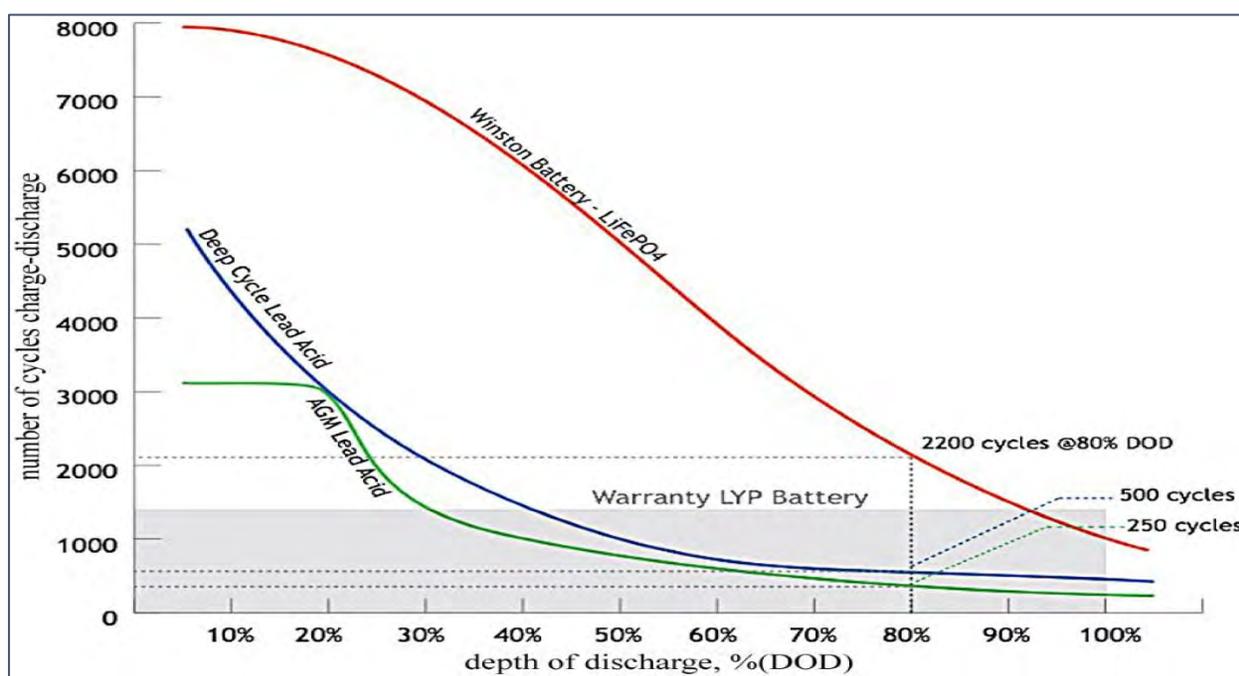
- **Estado de carga (SOC) y profundidad de carga (DOD) de la batería.** El SOC es un porcentaje que representa la cantidad de energía restante en la batería, si el SOC = 55%, esto muestra una disponibilidad de carga del 55% del total. La DOD es el porcentaje de energía extraída de la batería, si la DOD = 75%, esto demuestra que la batería presenta un 75% menos de disponibilidad de su energía. Para cualquier batería, $SOC + DOD = 100\%$.

- **Duración de la batería.** Existen ciclos intensivos durante el día en el de funcionamiento de las baterías en los VEs y la batería se somete a varios ciclos completos y parciales de carga y descarga, la operación afecta en gran medida la vida útil de la batería, por ejemplo en la batería del VE Tesla Model S, la cantidad de ciclos cuando se usa una carga completa de la batería es de 300 a 500 ciclos completos, su kilometraje total es de 92 mil kilómetros. En el caso de usar solo el 50% de la capacidad, el número de ciclos aumenta a 1200-1500, lo que eventualmente dará un

kilometraje de 585 mil km. En la Figura 17, se puede ver que con un aumento en la profundidad de descarga (DOD), el número de ciclos y según al tipo, se disminuye significativamente la duración de la batería. Al mismo tiempo, si el DOD se reduce al 50%, el número de ciclos aumenta a 5000. De esto se deduce que una batería de tracción con una gran capacidad y medio descarga durará más que una batería de pequeña capacidad completamente descargada (Shchurov, y otros, 2021).

Figura 17

Dependencia de la duración de la batería en la profundidad de descarga: fosfato de hierro y litio; ácido de plomo (motor de arranque); ácido de plomo con electrolito sólido (gel).



Fuente: Shchurov y otros (2021)

- **Procesos de degradación de las baterías.** Hay principalmente dos razones que causan la falla de la batería, la degradación química y el daño mecánico. La degradación química es causada por la inestabilidad del electrolito y los depósitos que se forman en la superficie del electrodo. El daño mecánico se debe a la deformación y fractura del electrodo causada por la tensión inducida

por difusión durante el ciclo, lo que puede provocar desconexiones eléctricas que hacen que el material activo del electrodo sea incapaz de almacenar iones de litio (Shchurov, y otros, 2021).

a. Degradación química

- i. Influencia del Número de Ciclos, los estudios han demostrado que uno de los principales indicadores del envejecimiento es que la caída de la capacidad cae casi linealmente en relación con el número de ciclos.
- ii. Influencia de la profundidad de descarga, el nivel de carga es uno de los factores que afectan a la batería. Se puede conseguir un aumento en la vida útil reduciendo la profundidad de descarga, así como consiguiendo el mismo nivel de grado de carga. Al mismo tiempo, la operación en rangos medios mejora el recurso, a diferencia de la operación en rangos altos del grado de carga, es decir, la carga incompleta de la batería también aumenta el número máximo de ciclos.
- iii. Efecto de las corrientes de carga y descarga, el modo de carga/descarga y el nivel de corriente, afectan en la duración de la batería se conserva en mayor medida en comparación con otros modos
- iv. Influencia de la temperatura en la duración de la batería, el rango de temperatura óptima es de +20 °C a +35 °C, sin embargo las temperaturas superiores reducen la vida útil de la batería, sin embargo las bajas temperaturas las afectan intensamente.

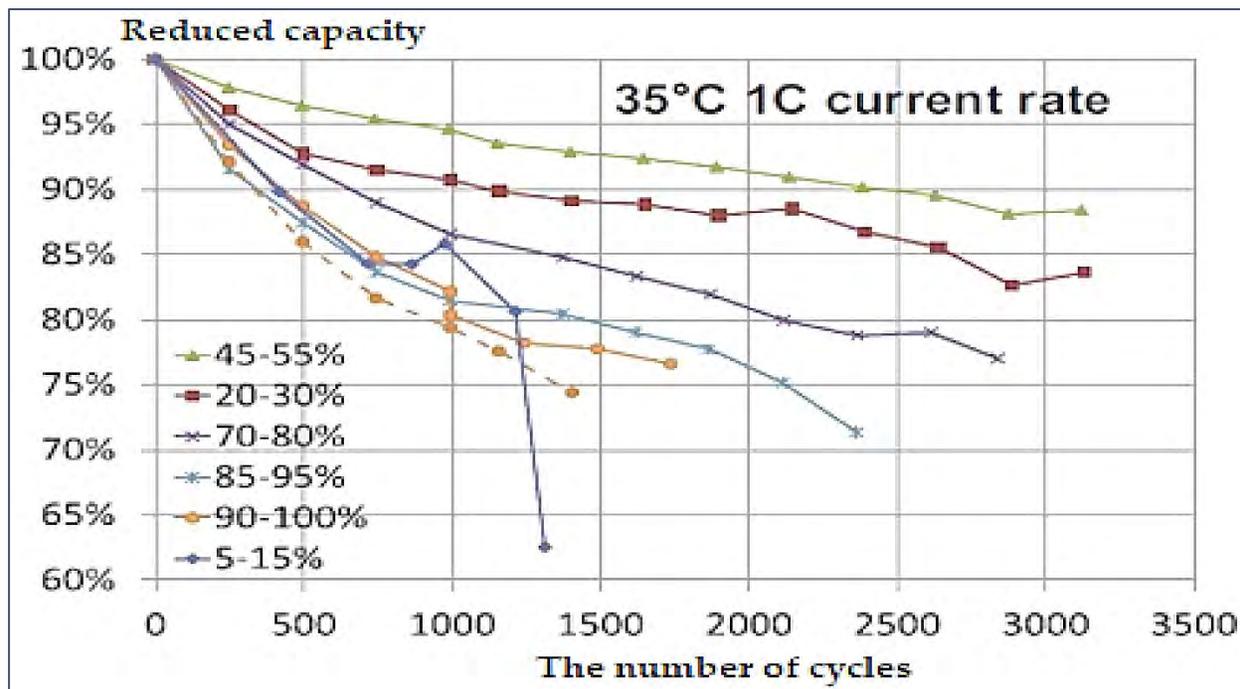
b. Daños mecánicos

- i. Efecto del endurecimiento elástico
- ii. Efectos de la carga mecánica externa

En la Figura 18 se puede apreciar un gráfico donde se muestra la reducción de la capacidad de la batería en diferentes rangos del grado de carga

Figura 18

Reducción de la capacidad de la batería en diferentes rangos del grado de carga



Fuente: Shchurov y otros (2021)

3.2.8.5. Tipos de vehículos eléctricos

- **Vehículos Eléctricos a Batería (BEV).** Este tipo de vehículos son puramente eléctricos y su fuente de energía única es una batería la cual se debe conectar a la red eléctrica para ser recargada, contando con un freno regenerativo que recarga parcialmente la batería. Actualmente la batería que más se utiliza es la batería de iones de litio porque poseen una vida útil mayor, una baja auto descarga y una alta energía específica (Morón, 2021, pág. 6).

- **Cuadriciclos.** Se caracteriza por tener menores dimensiones siendo claves para la introducción de los vehículos a cuatro ruedas. Son una buena opción para recorridos urbanos (Jiménez, 2019, pág. 10).

- **Motocicletas.** Debido a su accesible precio, es considerada la mejor opción ya sea para recorridos urbanos o interurbanos, su autonomía puede llegar hasta los 130 kilómetros (Jiménez, 2019, pág. 10).

- **Bicicleta Eléctrica.** Vehículo ligero de dos ruedas, que tiene un motor eléctrico y es movido por pedales. Existen dos tipos: la primera solo impulsa al usuario cuando está pedaleando, dejando de asistir a partir de 25 km/h y por su límite de potencia de motor, es considerada legalmente una bicicleta; la segunda se considera un ciclomotor, no tiene límite de potencia ni requiere pedaleo para accionar el motor, asiste hasta 45 km/h (Jiménez, 2019, pág. 10).

- **Otros Tipos de VEs.** Existen otros medios de transporte eléctricos no tan conocidos como los segways y patinetes eléctricos. No posee una gran autonomía y depende de la combinación de energía que aporta el usuario. Lo que antes era considerado como un juguete ahora sirve como un medio de transporte gracias a su comodidad, bajo precio, reducido tamaño y simplicidad (Jiménez, 2019, pág. 10).

3.2.9. Infraestructura Para la Carga de Batería de los VEs

El VE como todo sistema de transporte precisa de una infraestructura que ofrezca una fuente de energía para alimentar su motor, como la energía eléctrica. Establecer una infraestructura de carga conveniente para el ciudadano, es uno de los principales desafíos de los VE's (Hernández & Rueda, 2020, pág. 44). La infraestructura de carga comprende los equipos de medida, los cuadros eléctricos de mando y protección, canalizaciones eléctricas, el sistema de control, los puntos de recarga (Cuno, 2020, pág. 43) y sus conexiones con la red eléctrica de distribución. Las infraestructuras de recarga que se pueden proponer son: estaciones de servicio eléctricas o electrolinerías, vías públicas, privadas (garajes de usuarios) (Aragon, 2012, pág. 21).

3.2.9.1. Punto de Carga. Son de las conexiones particulares mediante las cuales se puede cargar un VE, con el circuito de carga externo (fuera del vehículo), del cargador al vehículo (unidireccional), y tanto en CC (para potencias elevadas) como en CA (*Álvaro & Menéndez, 2021, pág. 44*).

3.2.9.2. Tipos de Carga. El cargador es importante en el proceso de recarga de baterías, puesto que el suministro de la red eléctrica es en corriente alterna, sin embargo, las baterías funcionan con corriente continua.

Para la recarga de la batería, el cargador se diseña para nivelar la potencia de CA desde la red eléctrica a un óptimo nivel de alimentación de CC; para esto, un cargador usualmente está construido como un rectificador (Fuguen, 2015, pág. 1). Según el fabricante, el VE puede poseer uno o más puertos de carga ya sea para una carga en CA o CC (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 50).

- **Carga en Corriente Alterna.** Se requiere un rectificador CA/CC para efectuar la carga en CA, teniendo una capacidad limitada y no pudiendo ser pesado ni muy grande por motivos de diseño, como se visualiza en la Figura 19. Usualmente poseen una potencia máxima que varía de 1.99 a 22 kW (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 49).

Figura 19*Carga en Corriente Alterna*

Fuente: Schmerler et al. (2019, pág. 49).

- **Carga en Corriente Continua.** Trasladar el cargador fuera del vehículo soluciona el problema peso y tamaño, denominado carga en corriente continua. Este tipo de cargador podría llegar a una potencia máxima de 50 a 350 kW. La principal característica es que el cargador que se encuentra al exterior del vehículo, posee el rectificador CA/CC, alimentando directamente en CC al vehículo como se visualiza en la Figura 20 (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 49).

Figura 20*Carga en corriente continua*

Fuente: Schmerler et al. (2019, pág. 50).

3.2.9.3. Estructura de Carga (El cargador). Los cargadores para VEs se dividen en tres tipos:

- **Electrolineras.** Se podría decir que es una “gasolinera eléctrica” con varios puntos de carga, en estas es posible realizar la recarga en alta potencia y en modo 4.

- **Postes Individuales.** Es posible encontrar un único punto de carga instalado de un poste carga rápida, estos tipos de cargadores al igual que en las electrolineras realizar la recarga en alta potencia y con cargas en modo 4.

- **Los Cargadores Domésticos o Comerciales.** Estos cargadores están instalados en los domicilios, centros de trabajo, centros comerciales, etc (Tomás, 2019, pág. 97).

3.2.9.4. Descripción de los Estándares de Carga de Vehículos. Para mejorar la estabilidad y la eficiencia de la carga, se han desarrollado continuamente una serie de estándares y niveles de carga.

Los estándares establecen un marco de carga y un canal de comunicación unificados, al menos en algunas áreas y países debido a las grandes diferencias en las redes de distribución global (como voltaje y frecuencia), los estándares de carga de los VEs solo se pueden unificar a nivel regional o nacional, sin dejar de mostrar diferencias a nivel mundial (Qing-Shan, 2020, pág. 222).

IEC, SAE y GB / T son los estándares más utilizados en la actualidad, que han establecido un conjunto completo de especificaciones de operación de carga, incluidos conectores de carga, comunicaciones y construcción de instalaciones. Además, otras normas como ISO y NBT regulan el campo de la seguridad de carga. En la Tabla 7 se encuentra una descripción general de estándares (Qing-Shan, 2020, pág. 222).

Tabla 7*Descripción general de los estándares para la carga de VEs*

Estándar	IEC	SAE	GB/T	Otros
Conector	61196-1	J1772	20234-1	
	61196-2		20234-2	
	61196-3		20234-3	
Comunicación	61850	J2293-2	27930	ISO 15118
	61980-2	J2836		
	61980-3	J2847		
Topología	61439-5	J2953	18487-1	
	61851-1		29781	
	61851-21		33594	
	61851-22			
Seguridad	60364-7	J1766	18384-1	ISO 6469-3
	60529	J2894-2	18384-3	ISO 17409
	61140		37295	NBT 33008
	62040			

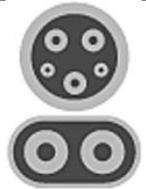
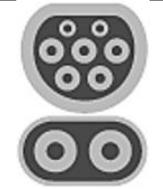
Fuente: Qing-Shan (2020, pág. 223)

3.2.9.5. Tipos de Conectores más Usados. En EE. UU. Y Europa, los conectores Mennekes se aplican para operaciones de carga de CA basadas en SAE J1772 e IEC 62196-2.

Asimismo, los conectores del sistema de carga combinado (CCS) para carga de CC combinan los conectores con dos pines de carga de alta velocidad. China posee el mercado más grande de VEs del mundo y ha desarrollado sus conectores de carga basados en GB/T20234. El conector CHAdeMO desarrollado por la empresa japonesa Tepco se ha convertido en el cargador de CC oficial estándar en Japón, que posee 2 pines centrales que sirven para el intercambio de energía (Qing-Shan, 2020, pág. 223). Lo mencionado se detalla en la Tabla 8.

En particular, Tesla proporciona un conector patentado que puede aceptar carga tanto de CA como de CC y estar solo en las estaciones de carga de Tesla. Además, se entregará a los propietarios un cable adaptador de cargador Tesla (Qing-Shan, 2020, pág. 224).

Tabla 8
Principales conectores de carga para VEs

	EE. UU.	EUROPA	CHINA	JAPON	Todos los mercados
ESTANDAR	SAE	IEC	GB/T	CHAdeMO	Tesla
AC	 J1772	 62196-2	 20234.2	 J1772	
DC	 J1772 – CCS1	 62196-3 – CCS2	 20234.3	 CHAdeMO	

Fuente: Adaptado de Qing-Shan (2020, pág. 224).

3.2.10. Modos de Carga de los VE's

Los modos de carga desarrollados según las normas SAE J1772, IEC 61851-1 y GB/T 18487-1 se utilizan ampliamente en el mundo (Qing-Shan, 2020, pág. 223). En los modos de recarga y los tipos de conectores utilizados de acuerdo al estándar IEC 61851-1, se encuentra desde la carga lenta, ideal para cargar en viviendas o lugares de trabajo, hasta la carga rápida, logrando realizar una suficiente carga en 15 min, mostrados en la Tabla 9 (MINEM, 2019, pág. 18).

Tabla 9
Modos de recarga según estándar IEC

	MODO 1	MODO 2	MODO 3	MODO 4
Tipo de recarga	Lenta en corriente alterna	Lenta y Semi Rápida en corriente alterna	Rápida en Corriente Alterna	Rápida en Corriente Continua
Enchufe	Enchufe Schuko	Enchufe Schuko	Sistema de Alimentación fija de forma permanente	Estación de recarga «electrolinera»
Corriente Máxima	16 A por fase	16 a 32 A por fase	32 a 63 A por fase	125 a 400 A
Tensión Máxima	1Φ - 250 V 3.7 KW 3Φ - 480 V 11KW	1Φ - 250 V 3.7 KW 3Φ - 480 V 22KW	1Φ - 220 V 7.4 KW 3Φ - 480 V 22KW	500V CC - 50 a 240 KW
Tiempo de carga	6 a 8 horas	6 a 8 horas	3 a 4 horas	30 minutos
Protecciones	La instalación requiere de protección diferencial y termomagnética.	La instalación requiere de protección diferencial y termomagnética.	Protecciones incluidas en la infraestructura especial para VE.	Instalaciones en infraestructura.
Uso	Uso en viviendas. Para pequeños VEs, como bicicletas, ciclomotores o cuadriciclos, entre otros.	Uso en viviendas, garajes y estacionamientos (internos y externos). El Modo 2 no es más que un Modo 1 que cuenta con un sistema de protección (Piloto de control).	Uso en las playas de estacionamientos públicos y privados (internos y externos), electrolineras públicas y privadas.	Uso en electrolineras públicas y privadas.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2019, págs. 18 - 22).

3.2.11. Autonomía

Es la máxima distancia que recorre un VE sin la necesidad de recargar las baterías. Ya que el consumo de un VE depende de la velocidad y recorrido, la autonomía varía, es decir, para una mejor autonomía se requiere baterías de mayor capacidad, sin embargo, esto impacta directamente en el aumento del peso del vehículo, afectando gravemente a la autonomía pues será necesaria una mayor potencia para mover el vehículo, idealmente se busca el óptimo equilibrio entre la potencia y el peso de los elementos a agregarse y así lograr una mejora efectiva de la autonomía (Hernández & Rueda, 2020, pág. 26). En la Tabla 10 se detalla la autonomía de los VEs más vendidos a nivel mundial.

Tabla 10
Autonomía de 21 VEs

<i>Modelo</i>	<i>Autonomía oficial (Km)</i>	<i>Prueba Verano (Km)</i>	<i>Prueba Invierno (Km)</i>
<i>Tesla Model 3*</i>	614	654.9	514.8
<i>Ford Mustang Match e*</i>	610	617.9	502.5
<i>Ford Mustang Match e**</i>	540	551.9	430
<i>Volswagen ID 3 Pro S</i>	539	564	
<i>Skoda Enyaq</i>	520	522	
<i>Volkswagen ID.4</i>	487	532	
<i>Hyundai Kona</i>	484	537	
<i>Polestar 2</i>	470	467	344
<i>Audi e-tron GT</i>	468	528.1	
<i>Hyundai IONIQ 5</i>	460	5.2	
<i>Xpeng G3</i>	451	438.9	341.8
<i>BMW iX3</i>	450	556.2	432
<i>Tesla Model 3 SR</i>	448	454.4	
<i>Volkswagen ID.3</i>	418	421	340
<i>Mercedes-Benz EQA</i>	417	451	
<i>Volvo XC40 Recharge</i>	417	442.9	332
<i>Citroen e-C4</i>	350	345	261
<i>Opel Mokka-e</i>	324	332.4	
<i>Fiat 500 Icon</i>	298	307.8	230.2
<i>Honda e</i>	210	236.2	162
<i>Mazda MX-30</i>	200	219.6	165

Fuente: Elaboración propia basado en el artículo de Amadoz (2021).

3.2.12. Electrolineras

En una electrolinera son posibles las recargas en el modo 4, son cargas de alta potencia en corriente continua y alta velocidad. En su conjunto está conformada por los cargadores o postes, y por todo la maquinaria asociada de alta tecnología que permita a la energía fluir desde la red eléctrica hasta los postes (Tomás, 2019, pág. 98).

3.2.12.1. Principales Partes en una Electrolinera

1. Los postes o cargadores rápidos, programados para realizar la recarga una vez realizado el pago
2. La plataforma, instalación para los postes.
3. Caja de conexiones, conexiones entre los postes y la red eléctrica
4. Convertidor de potencia, equipos que convierte la corriente alterna a continua
5. La estación central de potencia o centro de seccionamiento y transformación de MT a BT (Tomás, 2019, pág. 99). Lo mencionado se visualiza en la Figura 21.

Figura 21

Partes de la electrolinera Power Electronics de España



Fuente: Adaptado de Electrolinera de Power Electronics España.

- *Subsidios y Otras Intervenciones de Política para la Implementación de las Electrolineras.* Los precios de suministro de energía, costos operativos y la existencia de un rendimiento razonable para las electrolineras, no se cubren con la venta de energía para la carga de los VEs que los consumidores realizan, por lo cual será requerido la intervención del estado, cumpliendo las metas en políticas públicas para el avance de la electromovilidad, las medidas que el estado puede emplear son los subsidios para sus inversiones, costos de operación, para los dueños y/o inversores-operadores de las electrolineras.

Robinson et al. (2022) indica que “el análisis de otros países brinda una idea de resultados económicos que podrían ser válidos para el caso de Perú”. Estos análisis sugieren que las electrolineras independientes (“no integradas económicamente con otras actividades – distribución de energía, venta de VEs, etc”) pueden resultar inviables sin grandes subsidios de parte del estado, especialmente para la primera etapa de masificación de la electromovilidad. Otra alternativa para las electrolineras son los vehículos comerciales y autobuses eléctricos, que poseen rutas concretas. De igual manera, las empresas eléctricas tienen la posibilidad de realizar inversiones para estructuras para la recarga de VEs y así promocionar el uso de electricidad en el transporte y así subir sus ventas de kWh.

3.2.13. Ventajas y Desventajas del Uso de VEs

La Tabla 11 detalla los diferentes factores que se deben tomar en cuenta antes las ventajas y desventajas que representan los VEs.

Tabla 11*Ventajas y desventajas del uso de VEs*

FACTORES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
ECOLÓGICOS	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficios medioambientales, ya que no genera emisiones de CO2 pues no contaminan el medio ambiente porque no hay necesidad de combustible. Así, sustituir masivamente vehículos de motor de combustión interna por VEs tendrá como efecto la reducción de emisiones contaminantes, la contaminación acústica y las ciudades se limpiarán. • La contaminación provocada por VEs es producida en lugares remotos, como fábricas de baterías, mientras que los de combustión interna generan contaminación no solo en la fabricación también es su uso. 	<ul style="list-style-type: none"> • El reciclaje de las baterías es el principal inconveniente, por ejemplo, las de litio, debido a que solo algunas organizaciones pueden reciclarlas, sin embargo se pueden reutilizar. • El motor del VE es silencioso y sin ruido a bajas velocidades, por lo tanto, supone un inconveniente puesto que, el ruido de los vehículos de combustión ayuda a percibir que se acerca un vehículo, por lo que el peatón necesita estar atento.
ECONÓMICOS	<ul style="list-style-type: none"> • La electricidad es más barata que la gasolina, en particular si se recarga en “horas valle”, que resulta menor costo. • Es más económico en su mantenimiento porque tiene menos piezas y su descomposición es menos frecuente. • Si aumenta la demanda, los precios de los Ves disminuirán ya que también reduce el costo de las baterías • La fabricación en masa de motores eléctricos reducirá los precios ya que son más simples que los motores de combustión. Asimismo, los motores eléctricos son más eficientes que los motores de combustión interna. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los VEs cuestan más que los vehículos de combustión interna en su adquisición.

FACTORES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
TECNOLÓGICOS	<ul style="list-style-type: none"> • El VE aún con las limitaciones que presenta cubre las necesidades diarias de los sus conductores, ya que, la autonomía de los nuevos modelos han aumentado. • Desde la iniciativa privada, hay muchas empresas que iniciaron proyectos para las ciudades con la tecnología de los VEs. • Los VEs no poseen caja de cambios, que un motor eléctrico suele funcionar a mayor velocidad que un motor térmico. Sin embargo, tienen un grupo de reducción que disminuye la velocidad del motor. • No requiere embrague y marcha atrás, porque posee un inversor de corriente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Principalmente, los VEs están limitados por la batería, ya que son dependientes de su capacidad, que con el paso del tiempo han ido aumentando, sin embargo, aún es limitada a la energía contenida. • El tiempo de carga de la batería es mayor, comparado con cargar un tanque de combustible. • Elevados precios en energía en las electrolineras, debido a la menor cantidad de usuarios lo que dificulta la monetización de estos sitios. • Por la alta temperatura generada en la recarga, muchas baterías de VEs no están diseñadas para cargarse a altas velocidades repetidas veces.
OTROS	<ul style="list-style-type: none"> • En ciertos países los VEs pueden estacionarse sin coste alguno en zonas reguladas, salvo que la normativa especifique lo contrario, se pueden aparcar sin límites de tiempo con autorización previa. • Las empresas pueden obtener ventajas en responsabilidad social corporativa debido a las políticas de desarrollo sostenible y los compromisos ambientales, así como la construcción de una buena imagen que puede influir en la opinión pública. 	<ul style="list-style-type: none"> • La irrupción de los VEs puede crear nuevos problemas sin la aplicación de una competente legislación y si no se toman medidas para impulsar sus beneficios. • La electricidad requerida para la recarga de los VEs posiblemente produzcan más contaminación, si no se gestiona adecuadamente y no se utilizan energías renovables. • Aumentar la cantidad de vehículos, en lugar de reemplazar los vehículos de gasolina con VEs, exacerbará el uso excesivo de los recursos naturales para dar cabida a más vehículos.

Fuente: Elaboración propia basado en los artículos de Bernadllo de Quirós (2018).

3.2.14. Modelos y Características de los Principales VEs en Perú

La Tabla 12 muestra las características de los principales modelos de VEs que se venden en el Perú.

Tabla 12

Características de algunos modelos de VEs

Categoría de vehículo	Modelo	Tipo	Autonomía	Potencia máxima motor eléctrico	Bateria	Tiempo de carga estándar	Capacidad de batería
Sedanes	Hyundai IONIQ eléctrico	EV	311 km	100 kw	Polimero de iones de litio	6h 5min	38.3 kWh
	Nissan Leaf	EV	280 km	110 kw	ion-litio laminad	Entre 8 y 12 horas	40 kWh
	Audi e-tron GT quattro	EV	487 km	175 kw	iones de litio	22.5 min en C.C	93 kWh
	Chevrolet Bolt	EV	416 km	147 kw	iones de litio	En promedio 10h	65 kWh
SUV	Range Rover	PHEV	48 km en EV	85 kW	iones de litio	7,5 hora	13.1 kWh
	Volvo XC90T8	PHEV	43 km en EV	65 kW	iones de litio	7 h	10,4 kWh

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los fabricantes.

3.3. Marco Conceptual

Autonomía: Es la máxima distancia que recorre un VE sin la necesidad de recargar las baterías o con el tanque de combustible lleno. Se expresa en km (Hernández & Rueda, 2020, pág. 26).

Batería eléctrica: Es un elemento que almacena energía permitiendo la propulsión y el funcionamiento del vehículo. Su capacidad se expresa en KW.h (Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís, 2019, pág. 43).

Concepto de facturación: Es el cargo que se cobra para cada ciclo de facturación en el cual no importar su consumo de energía o su demanda.

Demanda de energía: Es el registro de consumo en un período determinado

Demanda máxima: Representa la máxima carga mostrada en una instalación o sistema, en un periodo de tiempo establecido. Para determinar la demanda máxima es necesario precisar el periodo de demanda y así poder medirla.

Discriminación horaria: Es un sistema de tarifa eléctrica que establece diferentes precios para el KW.h consumida a lo largo del día, se puede seleccionar entre 2 o 3 franjas horarias.

Electromovilidad: Término que refiere al uso de VEs.

Opción tarifaria: Son opciones que tienen sistemas de medición, restricciones establecidas y niveles de tensión que se dan a los clientes para que elijan libremente.

Tiempo de carga: Tiempo en el que se carga la batería de un VE.

3.4. Fundamento Legal (Bases Normativas)

3.4.1. Protocolo de Kyoto de la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”

Perú es integrante de la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático” y por lo tanto del Protocolo de Kioto. Por tal motivo participa en los acuerdos

internacionales y apoyando firmemente los esfuerzos multilaterales a través de consensos. Los países miembros firmaron compromisos, para llevar a cabo disposiciones para la reducción gases contaminantes, mitigando su aumento en 2°C. dichos países acordaron disminuir la emisión de seis gases que provocan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆).

3.4.2. Marco de Cooperación para el Desarrollo Sostenible 2022 – 2026 (Perú-ONU)

Este acuerdo fue firmado el 7 de septiembre de 2021 por El Gobierno del Perú y la ONU, este acuerdo dirigirá los aportes de las agencias, fondos y programas de la ONU de los esfuerzos del estado peruano para cumplir sus metas al 2030 y Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), al igual que las normativas y políticas para su desarrollo. Donde en uno de sus compromisos es la gestión efectiva del medio ambiente donde los modelos de consumo deben ser más sostenibles reduciendo las emisiones contaminantes, tal como promocionar la urbanización, movilidad sostenible y mejorar la matriz energética más sostenible.

3.4.3. Ley 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas” y el Decreto Supremo N° 009-93-EM “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”

Promueve la competencia en la generación de electricidad y separa los mercados libre y regulado; establece la normatividad para asegurar la confiabilidad de la oferta eléctrica, la eficiencia del sistema y la aplicación de la tarifa al usuario final optimizando los recursos energéticos disponibles.

3.4.4. Resolución N° 206-2013-OS/CD “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”

OSINERGMIN, tiene como responsabilidad la normalización de las tarifas para los usuarios de energía eléctrica. De acuerdo con el Artículo 22 del Reglamento de la LCE, el Consejo Directivo de OSINERGMIN emite directivas complementarias para aplicaciones tarifarias, aprobó la norma esta resolución aplicable desde el 01 de noviembre del 2013.

3.4.5. Ley 27345, “Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía”

La finalidad de esta ley es promover el uso eficiente de energía asegurando el suministro energético y proteger a los consumidores, fomentando la competencia en la economía nacional y reducir el efecto negativo en el medio ambiente así como reemplazar equipos energéticos.

3.4.6. D.S. N° 095-2018-EF “Modificación del Impuesto General a las Ventas e Impuesto”

La modificación busca promover el mercado de los vehículos nuevos y los menos contaminantes, reduciendo el Impuesto Selectivo al Consumo para todo VE e híbrido.

3.4.7. D.S. 019-2018-MTC. “Modifica el Reglamento Nacional de Vehículos, el Texto Único Ordenado del Reglamento Nacional de Tránsito - Código de Tránsito y dicta otras disposiciones”

Modifica al Reglamento Nacional de Vehículos incluyendo las especificaciones requeridas para que la Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria y la Superintendencia Nacional de los Registros Públicos, que se ocupa del control de aduanas y del registro vehicular del país, respectivamente, puedan integrar de manera adecuada los vehículos y autopartes importados o producidos en Perú, entre ellos los VEs.

3.4.8. D.S. 027-2019-MTC “Se crea el Programa Nacional de Transporte Urbano Sostenible”

Este decreto busca promover un sistema de transporte integrado en la ciudad, enfocado en la movilidad urbana sostenible, eficiencia, confiabilidad, accesibilidad, sostenibilidad económica, promover el uso de energías verdes, incorporando medidas para mitigar el cambio climático y trato preferente a personas vulnerables y grupos protegidos. Los objetivos son la reducción del tiempo de viaje, aumentar la seguridad vial, promover la salud, accesibilidad de las personas a áreas de empleo y servicio y disminuir contaminantes del aire, todo esto, contribuye a mejorar la calidad de vida de la sociedad, a través del transporte.

3.4.9. DS N°237-2019-EF “Plan Nacional de Competitividad y Productividad”

En este decreto, se enfatiza en una la energía renovable, electromovilidad y combustibles limpios: adecuando el Reglamento Nacional de Vehículos, incluyendo características de los VEs. También aprueba Normas Técnicas en estaciones de carga. También ofrece un bono por chatarreo, que promueve el retiro de los vehículos obsoletos (más de 15 años) y adquirir vehículos modernos, con la finalidad de alcanzar el chatarreo de 20.000 vehículos en 2025 y 50.000 en 2030.

3.4.10. RM 250-2019-MINEM-DM. “Disposiciones para facilitar el desarrollo del mercado de vehículos eléctricos e híbridos y su infraestructura de Abastecimiento”

En esta resolución, se dan a conocer conceptos que intervienen en la recarga de vehículos, además define modos de carga y cual es la tecnología necesaria. La finalidad es la reducción de consumo de combustibles fósiles contribuyendo en la disminución de gases contaminantes provenientes del transporte. Desarrolla normatividad que impacta a las tarifas para la recarga e infraestructuras.

3.4.11. D.S. 022-2020-EM. “Se aprueban disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica”

Este decreto tiene la finalidad de cumplir con los compromisos ambientales internacionales aprobados por el Perú, reduciendo efectos dañinos en la salud pública. También, da la definición de los servicios de recarga de baterías en la movilidad eléctrica como un servicio de características comerciales, de libre accesibilidad y ofrecido mediante la infraestructura de carga, en condición de competencia nacional, OSINERGMIN también supervisará la infraestructura de carga asegurando su calidad, seguridad y eficiencia respecto al servicio al usuarios final, asimismo publicará un registro del titular de la infraestructura de carga así como el precio de recarga de baterías para finalmente impulsar el “Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica”, en un periodo de un año.

3.4.12. R.M. N° 0367-2020-MTC/01.02 “Grupo de Trabajo Multisectorial de la NAMA Transporte Urbano Sostenible del Perú - NAMA TRANSPerú”

El MTC tomo la iniciativa para formular e implementar medidas para la reducción de emisiones dañinos adoptando “Medidas Nacionalmente Apropriadas de Mitigación” (NAMA, sigla inglesa), amparándose en el Protocolo de Kyoto; con el fin de implementar las medidas mencionadas, propone crear un grupo de trabajo provisional, para desarrollar una matriz con actividades estratégicas para el transporte urbano reduciendo las emisiones de contaminantes, promoviendo el transporte urbano sostenible bajo en carbono, y en cuyo informe indica que se deben cambiar las tendencias de emisiones en zonas urbanas, a través de dos elementos clave: proporcionar transporte público de elevada calidad y la optimización de los vehículos.

3.4.13. Propuesta no aprobada - Plan nacional para promover la electromovilidad en el Perú -AAP

En abril de 2021 la AAP “Asociación Automotriz del Perú” propone al Gobierno peruano el “Plan Nacional de Electromovilidad” cuya finalidad es apoyar a los esfuerzos del Perú para promocionar la movilidad sostenible y no dañino para el medio ambiente. En este plan se relocaliza análisis en donde está situado el parque nacional actual, planteando medidas apropiadas para la reducción de su antigüedad. Así, por ejemplo, para el ingreso de vehículos eco amigables en el transporte público se plantea establecer una preferencia en los procesos de licitación para aquellas empresas que decidan utilizar buses eléctricos. En tanto a los vehículos privados da propuestas tales como reducir temporalmente el IGV e impuestos. Otro hallazgo importante que se encontró durante la elaboración de esta propuesta es que es vital que el Estado dicte normas que regulen las instalaciones de puntos de carga en estacionamientos, con el objetivo que por lo menos el 2% de las nuevas construcciones cuenten con estructuras para la recarga de VEs. Asimismo, recomienda la necesidad de normas que promueven proyectos de inversión para desarrollar infraestructuras de carga públicas.

3.4.14. Proyecto de Ley N°3397-2022-CR “Ley de promoción y fomento de la electromovilidad”

En el proyecto proponen incentivos fiscales (reducir o eliminar aranceles de importación para VEs y autopartes, reducir o eliminar impuestos para comercializar VEs), reducir o eliminar el pago de peajes, creación de tarifas eléctricas diferenciadas, exclusión de pago en estacionamientos, priorización para la atención en gestiones de autorización de servicio, promover la renovación de la flota del servicio público (buses, taxis y otros) a VEs e incentivar inversiones en trenes eléctricos.

3.4.15. Proyecto de Ley N° 3203-2022-CR “Ley general de electromovilidad”

La finalidad de esta ley, es promover el uso eficiente de recursos energéticos, a través de condiciones beneficiosas para desarrollar el mercado e industria de VEs e híbridos. Además de la infraestructura de carga, en un esfuerzo por reducir los contaminantes locales que afectan a los ciudadanos y al medioambiente. Por tanto, corresponderá al Poder Ejecutivo y a los gobiernos regionales/locales, desarrollar la infraestructura para la carga rápida (electrolineras) en la ciudad y carretera de sus jurisdicciones, mediante inversiones públicas o privadas, o cualquier otro mecanismo legal, mientras que los ministerios del Ambiente; Transportes; y de Energía, deberán formular la regulaciones e instrumentos, verificando el cumplimiento de estándares relacionados a la eficiencia y los límites de contaminación tolerables para los vehículos en el parque automotor.

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DE LAS OPCIONES TARIFARIAS Y LA DEMANDA EN EL PERÚ

4.1. Evaluación de las Opciones Tarifarias y Conceptos de Facturación en el Mercado Eléctrico Peruano Aplicado a la Electromovilidad

4.1.1. Viabilidad de las Opciones Tarifarias Actuales en el Perú Aplicables para la Electromovilidad

Actualmente en el Perú existen doce opciones tarifarias en Baja Tensión, las cuales pueden ser elegidas libremente por el usuario según les convenga.

En la Tabla 13 se analiza cuáles de estas doce opciones tarifarias serían las más convenientes para un usuario que en la actualidad opte por adquirir un VE, considerando que no existe una opción tarifaria específica para este tipo de demanda. Es así que, de lo obtenido en la Tabla 13 se tiene que las opciones tarifarias BT2, BT5A, BT5B y BT5F si resultan viables para una demanda generada por electromovilidad; por otro lado, las opciones tarifarias BT3 y BT4 podrían resultar viables dependiendo de si su calificación resulta como presente en HP o en HFP, siendo la más conveniente en fuera de punta.

Tabla 13*Viabilidad de las opciones tarifarias actuales*

Opción tarifaria	Utilidad	Aplicación para la electromovilidad
BT2	Esta opción tarifaria es principalmente destinada para aquel usuario cuyo consumo es menor en la HP y posee precios diferentes para la potencia dependiendo si el consumo se realiza en las HP o bien en las HFP.	Es viable para la electromovilidad. Esta opción cuenta con discriminación horaria para la energía activa, teniendo una menor tarifa en HFP.
BT3	Esta opción de tarifa es destinada a los usuarios que consumen electricidad durante todo el día y la noche o cuyos turnos de trabajo son desde la mañana y hasta después de las 18.00 horas. Esta tarifa posee precios diferentes para la potencia, dependiendo si el usuario está calificado como presente en punta o en fuera de la punta.	Podría ser viable para la electromovilidad. Esta opción tarifaria sería recomendable siempre y cuando el usuario tenga una calificación como presente en fuera de punta, caso contrario no le saldría rentable.
BT4	Esta opción tarifaria es principalmente destinada para aquellos o aquel usuario que mayormente consume energía de forma intensa en el periodo de HP.	Podría ser viable para la electromovilidad. Esta opción tarifaria sería recomendable siempre y cuando el usuario tenga una calificación como presente en fuera de punta, caso contrario no le saldría rentable.
BT5A	Esta opción tarifaria es destinada para usuarios en BT, que puede llegar a consumir una demanda máxima de 20 kW durante el mes en las HP y HFP o hasta 50 kW en HFP.	Es viable para la electromovilidad. Posee discriminación horaria con 2 energías activas y la demanda máxima permitida resulta suficiente para la recarga de vehículos.
BT5B	Esta opción tarifaria es destinada para usuarios en BT, que puede llegar a consumir una demanda máxima de 20 kW durante el mes en las HP y HFP o hasta 50 kW en HFP.	Es viable para la electromovilidad. Puesto que en esta opción se encuentra la mayor cantidad de usuarios residenciales.
BT5C	Esta opción tarifaria es dirigida para la energía utilizada para la iluminación en parques, plazoletas, plazas y otras estructuras con iluminación especial que son responsables los municipios.	No es viable. Opción tarifaria destinada al consumo de alumbrado público

Opción tarifaria	Utilidad	Aplicación para la electromovilidad
BT5D	Esta opción de tarifa solo puede ser seleccionada por usuarios en áreas residenciales sin habilitación urbana cuya medición y alimentación se realiza desde las terminales de salida de BT del transformador de distribución MT/BT.	No es viable. Opción tarifaria que para todo un grupo de clientes cuenta un solo medidor.
BT5E	Para esta tarifa de necesitan equipos de medida con características especiales que son requeridos para mediciones centralizadas. Y está destinada para los usuarios que pueden llegar a consumir una demanda máxima de 20 kW durante el mes en las HP y HFP o hasta 50 kW en HFP. Según los criterios y costos realizados por la distribuidora, esta controla las demandas máximas según el horario por lo que se encuentra en la capacidad de instalar temporalmente, por lo menos durante una semana, un medidor con las características adecuadas.	No es viable. Opción tarifaria dirigida a instalaciones temporales.
BT5F	Esta opción tarifaria es destinada para usuarios en BT, que puede llegar a consumir una demanda máxima de 10 kW en monofásico y 20 kW en trifásico durante el mes. Tiene cargos diferenciados en cuanto a la energía, dependiendo si el consumo se realiza en las HP y HFP.	Es viable para la electromovilidad. Cuenta con discriminación horaria y es una opción tarifaria dirigida para usuarios residenciales.
BT6	Esta opción tarifaria es destinada para usuarios en BT, que realizan altos consumos en las HP o su potencia consumida es conocida, por ejemplo, los avisos luminosos, semáforos u otros similares, que característicamente no son de uso residencial y que además solo pueden llegar a consumir una demanda máxima de 20 kW durante el mes	No es viable. Opción tarifaria destinada a demandas de consumos fijos.
BT7	Esta opción tarifaria es destinada para usuarios en BT y posean equipos de medida con características especiales para realizar mediciones por el servicio prepago y que pueden llegar a consumir una demanda máxima de 20kW durante el mes.	No es viable. Opción tarifaria dirigida a usuarios pre – pago, el servicio eléctrico es por un tiempo determinado.
BT8	Esta opción tarifaria es destinada para los usuarios del Sistema Eléctrico Rural (SER) y usuarios con suministros fotovoltaicos alimentados en 12V en CC o en 220V en CA.	No es viable. Opción tarifaria destinada a zonas rurales, con la utilización de sistemas fotovoltaicos.

Fuente: Propio basado en OSINERGMIN (2013), OSINERGMIN (2021).

4.1.2. Viabilidad de los Actuales Conceptos de Facturación en el Perú Aplicables para la Electromovilidad

En el Perú existen doce conceptos de facturación en Baja Tensión, las cuales son incorporados en las opciones tarifarias, de acuerdo a lo establecido por OSINERGMIN. En la Tabla 14 se analiza cuáles de estos conceptos de facturación serían los más convenientes para un usuario que opte por adquirir un VE.

Tabla 14

Conceptos de facturación aplicables para la electromovilidad

Conceptos de Facturación	Utilidad	Aplicación para la electromovilidad
“Cargo fijo mensual”	Representa los costos de toma de lectura, procesamiento, impresión, entrega y cobranza del recibo. Existiendo actualmente 3 tipos: CFE: Para opciones tarifarias que requieran simple medición de energía CFH: Para opciones tarifarias que necesiten doble medición de energía y potencia CFS: Para opciones tarifarias que requieran medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía	Es viable para la electromovilidad. Puesto que al igual que en las diferentes opciones tarifarias se requerirá realizar la toma de lectura, procesamiento, impresión, entrega y cobranza del recibo.
“Cargo por energía activa”	Cobro de la cantidad de energía activa consumida por el usuario dentro de un periodo comercial.	No es viable para la electromovilidad. Puesto que se requiere cargos por energía activa por bloques horarios
“Cargo por energía activa en horas de punta”	Cobro de la cantidad de energía activa consumida por el usuario dentro de las horas de punta en un periodo comercial.	Es viable para la electromovilidad. Puesto que se realiza el cobro de energía activa diferenciado para las HP
“Cargo por energía activa horas fuera de punta”	Cobro de la cantidad de energía activa consumida por el usuario dentro de las HFP en un periodo comercial.	Es viable para la electromovilidad. Puesto que se realiza el cobro de energía activa diferenciado para las HFP
“Cargo por potencia activa”	Cobro fijo de potencia, solo se hace uso en la opción tarifaria BT6.	No es viable para la electromovilidad. Puesto que no se posee un consumo predecible

Conceptos de Facturación	Utilidad	Aplicación para la electromovilidad
“Cargo por potencia activa de generación”	Cobro que se realiza por la máxima potencia activa registrada mensual.	Es viable para la electromovilidad. Puesto que si se debe registrar la máxima demanda de potencia en el mes.
“Cargo por potencia activa de generación en horas de punta”	Cobro que se realiza por la máxima potencia activa registrada mensual en las horas de punta.	Es viable para la electromovilidad. Puesto que si se podría obtener la máxima demanda de potencia en horas de punta registrada en el mes.
“Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución”	Se realiza el cobro utilizando las dos mayores demandas consumidas en los 6 últimos meses incluidos el mes facturado.	No es viable para la electromovilidad. Puesto que, si el usuario por algún motivo ajeno realiza un mayor consumo, tendrá que pagarlo por 6 meses.
“Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta”	Se realiza el cobro utilizando las dos mayores demandas consumidas e las horas de punta en los 6 últimos meses incluidos el mes facturado.	Si es viable para la electromovilidad. Puesto que, si el usuario realiza un mayor consumo en las horas de punta, tendrá que pagarlo por 6 meses, direccionandolo a consumir en HFP.
“Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta”	Cobro por la diferencia entre la potencia a facturar en HFP menos la potencia a facturar en HP por el uso de las redes de distribución, si es positivo o contrariamente será cero.	No es viable para la electromovilidad. Lo que se busca es que el usuario consuma en HFP.
“Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta”	Cobro por la diferencia entre la potencia a facturar en HFP menos la potencia a facturar en HP, si es positivo o contrariamente será cero.	No es viable para la electromovilidad. Lo que se busca es que el usuario consuma en HFP.
“Cargo por energía reactiva”	Cobro de la cantidad de energía reactiva consumida dentro de un periodo comercial, siempre y cuando este consumo supere el 30% de la energía activa total mensual.	Si es viable para la electromovilidad. Principalmente para electrolineras, puesto que un usuario que hace uso doméstico no consumirá en energía reactiva más del 30% de la energía activa consumida en el mes.

Fuente: Propio basado en OSINERGMIN (2013).

4.1.3. Análisis del Consumo Promedio de Uso Residencial con VE

En el Informe de Resultados Consumo y Usos de la Electricidad Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía – ERCUE 2019-2020, se calcula el promedio del consumo de energía mensual domiciliar de los Peruanos, se tiene que el consumo promedio en la ciudad del Cusco es de 109.9 kW.h, valor que se toma de referencia para buscar un usuario que posea este promedio de consumo. Para un usuario que hace uso particular del vehículo, se estima que realizará la recarga de su vehículo 1 veces por semana en modo 2 (a 3.7 kW). Para un tiempo de recarga estándar de 8h, se tiene como resultando un consumo de energía promedio de 118.4 kW.h al mes. Agregando al consumo de la energía para hogares de la ciudad del Cusco el consumo de la recarga de VEs, se obtiene que un usuario consumiría una energía promedio 228.3 kW.h al mes.

En base al consumo promedio hallado en el párrafo anterior, se busca a un usuario del sistema Cusco y sector típico 2, el cual presenta un histórico de consumo de energía y potencia mostrado en la Tabla 15, especificado en el Anexo 5, asumiendo los siguientes datos típicos: el mes facturado es febrero, los días facturados son 28; y domingos y feriados son 4.

Tabla 15
Histórico de consumo de energía y potencia

Mes	EX P HFP	Demanda Leída (KW)		Energía Activa (KWH)					Energía Reactiva (KVARH)
		HP	HFP	HP	HFP	HM	HB	Total	
Febrero	0.82	0.69	3.70	30.00	172.80	54.40	118.40	202.80	1.00
Enero	0.62	0.74	3.70	27.00	138.80	20.40	118.40	165.80	1.00
Diciembre	1.05	1.36	3.70	37.00	209.80	91.40	118.40	246.80	1.00
Noviembre	1.10	1.03	3.70	33.00	183.80	65.40	118.40	216.80	2.00
Octubre	1.07	1.02	3.70	35.00	208.80	90.40	118.40	243.80	3.00
Septiembre	2.31	0.93	3.70	31.00	155.80	37.40	118.40	186.80	1.00

Fuente: Propia basada en la base de datos de la empresa Electro Sur Este S.A.A.

4.1.4. Evaluación de las Opciones Tarifarias Actuales

Se analizan las opciones tarifarias que resultan viables para la demanda por electromovilidad de acuerdo a la Tabla 13, asimismo, para este análisis se consideran las tarifas correspondientes al mes de febrero de 2022 considerando FOSE más no las tarifas con MCTER, como se muestra en el Anexo 6. En ese sentido, la Tabla 16 muestra la comparación de precios de las seis opciones tarifarias que resultaron viables para la demanda de electromovilidad.

Tabla 16

Comparación de los precios en las actuales opciones tarifarias

Descripción de Cargos	Consumo a facturar	Unidad	Tarifa BT2		Tarifa BT3		Tarifa BT4		Tarifa BT5A		Tarifa BT5B		Tarifa BT5F	
			Precio Unitario	Importe (S./)										
Cargo fijo (S./)		(S./)	13.25	13.25	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	4.29	4.29	12.14	12.14
Energía activa Mes (HP+HFP) (KWH)	202.80	(S.)/(kWh)					0.3074	62.341			0.841	170.575		
Energía activa en HP (KWH)	30.00	(S.)/(kWh)	0.351	10.530	0.351	10.530			2.272	68.169			1.301	39.03
Energía activa en HFP (KWH)	172.80	(S.)/(kWh)	0.293	50.630	0.293	50.630			0.293	50.630			0.6034	104.268
Potencia de generación en HP (KW)	0.69	(S.)/(kW-Mes)	72.21	49.82										
Cliente PRESENTE EN PUNTA	3.700	(S.)/(kW-Mes)			50.88	0.00	50.88	0.00						
Cliente PRESENTE EN FUERA DE PUNTA	3.700	(S.)/(kW-Mes)			48.98	181.23	48.98	181.23						
Potencia de redes de distribución en HP (KW)	1.195	(S.)/(kW-Mes)	100.33	119.89										
Cliente PRESENTE EN PUNTA	3.700	(S.)/(kW-Mes)			97.44	0.00	97.44	0.00						
Cliente PRESENTE EN FUERA DE PUNTA	3.700	(S.)/(kW-Mes)			94.72	350.46	94.72	350.46						
Exceso por potencia en HFP (KW)	0.82	(S.)/(kW-Mes)	73.79	60.51					91.16	74.751				
Energía reactiva (KVARH)	-59.8	(S.)/(kVARh)	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00						
			Total	304.64		604.99		606.17		205.69		174.87		147.59

Fuente: Propia basado en los precios del pliego tarifario de OSINERGMIN para el mes de febrero 2022, ver Anexo 6.

Según los resultados de la comparación realizada en la Tabla 16, se aprecia que para las opciones tarifarias BT3 y BT4 se facturan con un importe elevado debido a que en estas opciones existe el concepto de calificación, y a pesar que la tarifa con calificación presente en fuera de punta es menor que la de presente en punta, la demanda máxima en HFP es mucho mayor que la demanda en HP, esto hace que el importe se eleve en ambas opciones, en comparación con la opción BT2 que solo considera las potencias en HP y al ser menor esta demanda, registra un menor importe, sin embargo en esta opción tarifaria al igual que en la BT5A se considera el concepto por exceso de potencia en HFP, lo que al final también eleva el importe en estas opciones. Para las opciones tarifarias BT5B y BT5F los importes obtenidos resultan más accesibles, resaltando que la opción tarifaria para uso residencial con discriminación horaria (BT5F), es más conveniente para un usuario con electromovilidad.

4.2. Benchmarking del Modelo Tarifario en Otros Países

4.2.1. Modelos Tarifarios Internacionales

4.2.1.1. Uruguay. Según el reporte de movilidad eléctrica de la ONU 4ta edición (*ONU, 2021, pág. 55*) “Uruguay tiene establecidas tarifas específicas para la carga de VEs con el propósito de incentivar la adquisición y la utilización de VEs aprovechando la posición mayoritaria de las empresas estatales”

En Uruguay, la empresa pública de energía UTE está encargada de la regulación tarifaria, dentro de su reglamento se distinguen las siguientes categorías tarifarias:

- **Tarifas Simples:** Residencial Simple, de Consumo Básico Residencial, General Simple y Alumbrado Público.

- **Tarifas Multihorario:** Doble Horario Residencial, Triple Horario Residencial, Doble Horario Alumbrado Público, General Hora-Estacional, Medianos Consumidores, Grandes Consumidores, de Zafra Estival y de Movilidad Eléctrica (UTE, 2019).

- **Tarifa Residencial Triple Horario.** Esta tarifa no es exclusiva para la recarga de VEs, pero es la opción que mejor se adapta por tener tres bloques horarios, se encuentran conectados en los niveles de tensión 230V o 400V y con una potencia contratada entre 3,5kW y 40kW, con carácter opcional (UTE, 2022, pág. 3).

En la Tabla 17 se detallan los costos de cargos por consumo de energía, potencia y cargo fijo: (Vigente desde el 01/01/2022)

Tabla 17

Cargos por consumo de energía, potencia y cargo fijo - vigente al 2022

Días de la semana	Precio de energía \$/kWh			Cargo por potencia contratada \$/kWh	Cargo Fijo mensual \$/kWh
	Valle (de 00:00 a 07:00)	Llano (de 07:00 a 17:00 y de 23:00 a 24:00)	Punta (de 17:00 a 23:00)		
Lunes a Viernes	2,154	5,087	10,350	74,0	431,5
Sábado, Domingo y Feriado	2,154	5,087	5,087	74,0	413,5

Fuente: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (2022, pág. 3).

- **Tarifa de Movilidad Eléctrica.** Esta tarifa es aplicable para la recarga de energía a VEs en estaciones de recarga publicos (UTE, 2019).

Cargos por consumo de energía: (Vigente desde el 01/01/2022)

- Horas Punta: de 18:00 a 22:00 hrs..... \$/kWh 16,335
- Horas Llano: de 07:00 a 18:00 y de 22:00 a 24:00 hrs..... \$/kWh 6,253
- Horas Valle: de 00:00 a 07:00 hrs..... \$/kWh 3,363

(UTE, 2022, pág. 11)

4.2.1.2. Costa Rica. Según el reporte de movilidad eléctrica de la ONU (2018, pág. 31) “Costa Rica es el primer país de la región que aprobó una ley integral para promover el transporte eléctrico – localmente conocida como Ley 9518. Se prioriza la electrificación del transporte, dado que el país ya cuenta con electricidad casi 100% renovable.”

El uso de una tarifa residencial horaria promueve la recarga en la noche de los VEs, transformándose en una buena alternativa para reducir los costos del recibo y reducir su impacto demanda nacional. Actualmente únicamente la CNFL tiene esta tarifa, destinada exclusivamente a sus clientes residenciales en BT (MINAE, 2019, pág. 68).

La ARESEP “Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos” se encarga de fijar las tarifas para el suministro de electricidad (MINAE, 2019, pág. 66).

- **Tarifas eléctricas de la empresa CNFL.** En la Tabla 18 se detallan las tarifas eléctricas de la empresa CNFL.

Tabla 18
Tarifas eléctricas de la empresa CNFL

Tipo	Descripción	Bloque	Tarifa
T-RE	Residencial	a. Bloque 0-30 kWh	2.209,50
		b. Bloque 31-200 kWh	73.65
		c. Bloque 201-300 kWh	113.02
		d. Bloque mayor a 300 kWh	116.85
T-REH	Residencial Horaria	a. Bloque 0-500 kWh Punta	170.50
		b. Bloque 0-500 kWh Valle	69.90
		c. Bloque 0-500 kWh Noche	29.25
		d. Bloque mayor a 500 kWh Punta	210.81
		e. Bloque mayor a 500 kWh Valle	85.08
		f. Bloque mayor a 500 kWh Noche	39.38

Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (2022).

4.2.1.3. Brasil. Brasil es uno de los mayores fabricantes de vehículos en el mundo. La entidad encargada de la fijación de tarifas para el suministro de energía eléctrica es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

- **Tarifa Branca.** La tarifa Branca es una opción tarifaria para las unidades consumidoras atendidas en baja tensión, llamado grupo B. Esta tarifa no es exclusiva para la recarga de VEs, sin embargo, se adapta para este tipo de consumidores. La diferencia de la modalidad convencional, es que la Tarifa Branca posee diferentes valores en el transcurso del día como se puede observar en la Figura 22. En días laborables disponemos de tres valores arancelarios según los siguientes horarios: Horas pico (Punta), Horas intermedias y Horas de menor actividad (Fuera de Punta). En los feriados y fines de semana, el valor será solamente la tarifa de temporada baja (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020).

Figura 22

Valores vigentes en reales por kW.h de la Tarifa Blanca y la Tarifa Convencional actual



Fuente: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020).

La tarifa branca para la empresa distribuidora Enel CE es detallada en la Tabla 19:

Tabla 19

Tarifa Branca Enel CE

Precios Para Tarifa Branca – Distribuidora Enel CE	
Hora fuera de punta	0.488 R\$ por kWh
Hora intermedia	0.802 R\$ por kWh
Hora punta	1.268 R\$ por kWh

Fuente: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020).

4.2.1.4.Ecuador. Según el Banco Interamericano de Desarrollo en el informe Análisis de Tecnología, Industria, y Mercado para VEs en América Latina y el Caribe (2019, pág. 60) Ecuador “tiene el parque de vehículos híbridos más grande de Sudamérica. Actualmente cuenta con un extenso repertorio de iniciativas fiscales que impulsaran el despliegue de la movilidad eléctrica.” Uno de estos fomentos es que actualmente el país cuenta con una tarifa eléctrica destinada a la electromovilidad. La “Agencia de Regulación y Control de Electricidad” se encarga de controlar y regular las actividades de servicio público eléctrico (Calle & Cañizares, 2019, pág. 28).

- **Tarifa General de BT con registrador de demanda horaria para VEs.** Es para los usuarios de BT que posean VEs y alimentados con una tensión menor a 600 V; para ello se instala un equipo de medición para registrar la demanda de energía y potencia en la hora punta, media y base. En esta tarifa, los VEs se cargarán con modalidad de carga ligera o lenta; hasta 10kw. Asimismo, debido al nivel de tensión, no es para la implementación de cargadores rápidos para VEs que requieren más de 10kW. (ARCERNNR, 2021). Es así que, el consumidor debe pagar: el cargo fijo por comercialización, cargo por demanda por potencia, cargo por energía consumida de 18:00 a 22:00 horas de toda la semana, cargo por energía consumida de 08:00 a 18:00 horas, de lunes a viernes, y el cargo por energía consumida de 22:00-08:00 horas de lunes a domingo y 08:00-18:00 horas sábado y domingo, esto se visualiza en la Tabla 20.

Tabla 20

Cargos tarifarios únicos- Tarifa general de BT para VEs de Ecuador - pliego tarifario del 01/01/2021 hasta el 31/12/ 2021

Nivel Voltaje Rango de Consumo	Bajo Voltaje con Demanda Horaria Diferenciada		
	Demanda (USD/kW-mes)	Energía (USD/kWh)	Comercialización (USD/Consumidor)
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	4,050	0,080	1,414
L-D: 18:00 hasta 22:00		0,100	
L-D: 22:00 hasta 08:00 horas		0,050	
SyD: 08:00 hasta 18:00 horas			

Fuente: ARCERNNR (2021, pág. 21)

4.2.1.5. Chile. Según el reporte de movilidad eléctrica de la ONU (2018, pág. 26) “Chile se ha convertido en un referente para la movilidad eléctrica en América Latina”. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de Chile, se encarga de detallar las tarifas destinadas a usuarios residenciales que aplica Enel Distribución Chile S.A.

- **Tarifa Horaria Residencial (THR).** Este plan se encuentra especialmente diseñada para optimizar el consumo eléctrico del hogar, el cual consiste en la entrega de una tarifa especial que se basa en la diferenciación del cobro de energía en tres tramos: día, noche y punta.

Las características de este plan son:

- Sin cargo sábado, domingo y festivos.
- Sin cargo durante periodo de verano
- Sin cargo límite de invierno
- Mayor control en el consumo de energía eléctrica en el hogar.
- Eficiencia y ahorro, ya que con el correcto uso de esta tarifa se puede generar importantes

beneficios (Ministerio de Economía Chile, 2007).

Actualmente la tarifa THR se adapta para usuarios con VEs debido a que tiene un valor diferenciado del kW.h, los que alcanzan descuentos de hasta 30%.

- **Tramo equidad tarifaria residencial (ETR)**

Se clasifica según el consumo promedio del año anterior en T0 (menor o igual a 200 kWh), T1 (mayor a 200 kWh y menor o igual a 210 kWh), T2 (mayor a 210 kWh y menor o igual a 220 kWh), T3 (mayor a 220 kWh y menor o igual a 230 kWh), T4 (mayor a 230 kWh y menor o igual

a 240 kWh) y T5 (mayor a 240 kWh) (ENEL, 2021). Lo expresado anteriormente es detallado en la Tabla 21 a partir del 01 de diciembre 2021.

Tabla 21

Tarifas de suministros eléctricos flexibles TARIFA THR FLEX - Tipo de Conexión BT-AA

CARGO EN BOLETA/FACTURA	ETR	CARGO DECRETO TARIFARIO 11T DE 2016	UNIDAD	\$ NETO	\$ IVA
ADMINISTRACIÓN DEL SERVICIO	T0-T5	Cargo fijo mensual	(\$/mes)	575.403	684.730
		Cargo por servicio público	(\$/kWh)	0.508	-
CARGOS DE TRANSPORTE	T0-T5	Cargo por uso de sistema de transmisión	(\$/kWh)	6.461	7.689
		Cargo transmisión nacional interconexión	(\$/kWh)	0.000	0.000
		Cargo transmisión zonal sistema C	(\$/kWh)	0.000	0.000
		Cargo transmisión zonal sistema D	(\$/kWh)	3.823	4.549
		Cargo transmisión dedicado	(\$/kWh)	0.459	0.546
TOTAL TARIFA BASE THR FLEX	T0	PUNTA (De lunes a viernes de 18:00 a 22:00 horas - Recargo de un 30% sobre el precio de Energía BT1)	(\$/kWh)	116.691	138.862
	T1			117.222	139.494
	T2			117.753	140.126
	T3			118.283	140.758
	T4			118.814	141.389
	T5			119.345	142.021
TOTAL TARIFA BASE THR FLEX	T0	DIA (De lunes a viernes de 08:00 a 18:00 horas, fin de semana y festivos de 08:00 a 22:00 horas - Precio de Energía BT1)	(\$/kWh)	89.762	106.817
	T1			90.171	107.303
	T2			90.579	107.789
	T3			90.987	108.275
	T4			91.396	108.761
	T5			91.804	109.247
TOTAL TARIFA BASE THR FLEX	T0	NOCHE (De lunes a domingo de 22:00 a 08:00 horas - Descuento de un 30% sobre precios de energía BT1)	(\$/kWh)	62.833	74.772
	T1			63.119	75.112
	T2			63.405	75.452
	T3			63.691	75.793
	T4			63.977	76.133
	T5			64.263	76.473

Fuente: ENEL Chile (2021).

4.2.1.6.El Salvador. La empresa de energía en El Salvador es AES El Salvador, los mismo que anuncian la sustitución progresiva de los vehículos de combustión de su flota urbana por VEs de última generación, como parte de su estrategia por la sostenibilidad; asimismo, cuenta con una red de electrolinerías para la carga baterías de VEs (*AES El Salvador, 2022*).

El CNE “Consejo Nacional de Energía”, es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de Política Energética y ente coordinador de los distintos sectores energéticos (Zumma Ratings, 2016, pág. 7). AES El Salvador cuenta con cuatro empresas de distribución de energía, CAESS, CLESA, EEO y DEUSEM, que sirven a 1.4 millones de clientes en el 80% del territorio nacional, como se muestra en la Figura 23 (AES El Salvador, 2022).

Figura 23
División Distribución El Salvador



Fuente: AES El Salvador (2022).

- **Tarifas eléctricas de la “Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador S.A.”.** Los precios del cargo por energía vigente a partir del 15 de enero de 2021; asimismo, los precios del cargo por Comercialización y Distribución vigentes a partir de 1 de enero de 2021, detallado en la Tabla 22 (AES El Salvador, 2022).

Tabla 22

Pliego tarifario del servicio eléctrico aplicable al usuario final CAEES, S.A. DE C.V. de El Salvador

Pequeñas demandas	Cifras en Dólares	Medianas Demandas	Cifras en Dólares
Tarifa Residencial		BT con medición de potencia	
Cargo de Comercialización (mes)	0.816923	Cargo de Comercialización (mes)	0.816923
Bloque 1: Primeros 99 kWh		Cargo de Distribución (\$/kWh)	14.081315
Cargo de Distribución (\$/kWh)	0.030689	Cargo por Energía (\$/kWh)	0.121635
Cargo por Energía (\$/kWh)	0.125185	MT con medición de potencia	
Bloque 2: Los siguiente 100 kWh		Cargo de Comercialización (mes)	0.816923
Cargo de Distribución (\$/kWh)	0.033508	Cargo de Distribución (\$/kWh)	6.881023
Cargo por Energía (\$/kWh)	0.124538	Cargo por Energía (\$/kWh)	0.113023
Bloque 3: Los restantes		BT con medición horaria	
Cargo de Distribución (\$/kWh)	0.042396	Cargo de Comercialización (mes)	0.816923
Cargo por Energía (\$/kWh)	0.122972	Cargo de Distribución (\$/kWh)	14.081315
Tarifa Uso General		Cargo por Energía	0.135889
Cargo de Comercialización (mes)	0.816923	Punta (\$/kWh)	0.116823
Cargo de Distribución (\$/kWh)	0.034218	Resto (\$/kWh)	0.129496
Cargo por Energía (\$/kWh)	0.122536	Valle (\$/kWh)	
Tarifa Alumbrado Público		MT con medición horaria	
Cargo de Comercialización (mes)	0.816923	Cargo de Comercialización (mes)	0.816923
Cargo de Distribución (\$/kWh)	0.035665	Cargo de Distribución (\$/kWh)	6.881023
Cargo por Energía (\$/kWh)	0.109548	Cargo por Energía	0.125887
		Punta (\$/kWh)	0.108224
		Resto (\$/kWh)	0.119965
		Valle (\$/kWh)	
NOTA:		Grandes Demandas	Cifras en Dólares
- Los cargos de la Distribuidora (Comercialización y Distribución) no varían		Baja Tensión	
- Los cargos de la energía no presentan variación		Cargo de Comercialización (mes)	12.253858
- Los cargos no incluyen IVA		Cargo de Distribución (\$/kWh)	14.081315
		Cargo por Energía	0.135889
		Punta (\$/kWh)	0.116823
		Resto (\$/kWh)	0.129496
		Valle (\$/kWh)	
		Media Tensión	
		Cargo de Comercialización (mes)	12.253858
		Cargo de Distribución (\$/kWh)	6.881023
		Cargo por Energía	0.125887
		Punta (\$/kWh)	0.108224
		Resto (\$/kWh)	0.119965
		Valle (\$/kWh)	

Fuente: AES El Salvador (2022).

4.2.1.7. Guatemala. La introducción de VEs en Guatemala no representa un problema para el subsector eléctrico del país. En particular, la infraestructura de distribución local cuenta con la capacidad suficiente como para atender la demanda eléctrica adicional. No obstante, la recarga simultánea de VEs puede requerir del fortalecimiento de ciertos sistemas locales que concentren la prestación del servicio de electricidad de varias estaciones de recarga conectadas a un mismo transformador (*OLADE, 2018, pág. 87*).

La opción de carga AC nivel 2, es utilizada por la mayor parte de los hogares unifamiliares de Guatemala. El AC nivel 2 se programa aprovechando las tarifas eléctricas del horario valle (*OLADE, 2018, pág. 81*).

La Ley General de Electricidad establece que los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final están sujetos a regulación. La Ley estipula que las tarifas deberán ser fijadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (*CNEE, 2022*).

- ***Tarifas eléctricas de la Empresa de Distribución Eléctrica EEGSA***

a. Baja Tensión Horaria con Demanda-BTHD. Esta tarifa está destinado para todo aquel usuario en BT y con una Potencia Máxima Demanda superior a 11 kW, la medida de la energía se realiza según el horario, por lo que debe contar con un medidor inteligente (*EEGSA, s.f.*).

b. Baja Tensión Simple Horaria-BTSH. Destinado para cualquier usuario hasta una Potencia Máxima Demanda de 11 kW en BT, la medida de la energía se realiza según el horario, por lo que debe contar con un medidor inteligente, idealmente para los usuarios que hagan su consumo en horas de la noche (*EEGSA, 2019*).

La Tabla 23, muestra el pliego tarifario de la empresa EEGSA para las tarifas BTHD y BTSH.

Tabla 23*Pliego Tarifario empresa de distribución EEGSA en Guatemala.*

Tarifa: Baja Tensión Horaria con Demanda - BTHD	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	144.439907
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.012911
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	0.993847
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh))	0.983135
Cargo Unitario por Energía en Valle adicional (Q/kWh)	0.809131
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	38.933176
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	37.095552
Tarifa: Baja Tensión Simple Horaria - BTSH	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	12.036659
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	1.484731
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	1.376577
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh))	1.233539
Cargo Unitario por Energía en Valle adicional (Q/kWh)	1.059535
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	0
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	0

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica – Guatemala Centro América (2022).

4.2.1.8.España. El Ministerio de Energía es el que dictamina qué forma debe tomar la factura de la luz, que conceptos debe contener y cómo deben llevarse a cabo los trámites más básicos. De este organismo depende diferenciar las competencias entre las distribuidoras y las comercializadoras.

España posee la “Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico” y el Plan de Acción 2010-2012, donde establecieron medidas para la infraestructura y gestión de VEs, así como proponer una tarifa en el horario supervalle. El Real Decreto 647/2011 dispuso un peaje para usuarios de BT con potencias hasta 15 kW. Por ese motivo, se hizo imprescindible el

establecimiento de una discriminación horaria y una tarifa para acceder a las redes eléctricas (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2011, pág. 1).

- **Tarifa One Luz 3 Periodos - Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima ENDESA.** La tarifa One Luz 3 Periodos tiene por objetivo el garantizar que la energía eléctrica cueste menos si se realiza desde las 00.00 hasta las 08.00 durante toda la semana, para todos los horarios incluido fines de semana y feriados. Los nuevos horarios establecidos serán:

- a. Horas valle: Horario con menos costos desde las 00.00 hasta las 08.00.
- b. Horas llano: Horario con moderados costos desde las 08.00 hasta las 10.00, desde las 14.00 hasta las 18.00 y desde las 22.00 a las 00.00.
- c. Horas punta: Horario con altos costos, y donde se debe evitar realizar consumos, el horarios va desde las 10.00 hasta las 14.00 y desde las 18.00 hasta las 22.00 (ENDESA, s.f.).

En la Tabla 24 se detallan las tarifas One Luz 3, los precios no incluyen impuestos

Tabla 24
Tarifa One Luz 3 Periodos – ENDESA de España

Potencia	≤ 15 kW
Término potencia hora punta	2,896582 €/kW
Término potencia hora valle	0,671251 €/kW
Término de energía punta	0,23493 €/kWh
Término de energía llano	0,217728 €/kWh
Término de energía valle	0,190951 €/kWh

Fuente: Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima ENDESA (s.f.).

4.2.1.9. Italia. El organismo que lleva a cabo las actividades de regulación y control en los servicios de electricidad, gas natural, agua y ciclo de residuos es la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – ARERA).

Con la Resolución 541/2020/R/EEL, la Autoridad definió el alcance de un nuevo experimento destinado a facilitar la recarga de VEs en whorario nocturno y festivo. La iniciativa está dirigida a clientes domésticos y no domésticos titulares de suministro conectado en baja tensión con potencia contratada entre 2 y 4,5 kW y tiene como objetivo promover la recarga "inteligente" de VEs fomentando el uso de la red en las horas de menor carga. Los clientes admitidos al periodo de experimentación podrán retirar energía hasta 6 KW de potencia en horario nocturno y festivo, correspondiente a la franja horaria F3, sin necesidad de solicitar ningún aumento de potencia a su ARERA proveedor y sin sobrecostes en la factura (Servizio Elettrico Nazionale, s.f.).

- **Franjas horarias F1 F2 F3.** En la Tabla 25 se detallan las franjas horarias de energía eléctrica definidas por ARERA.

Tabla 25

Franjas horarias de energía eléctrica definidas por la Autoridad (ARERA) de Italia

F1 (hora pico)	8-19 horas	de lunes a viernes, excepto festivos nacionales
F2 (horas intermedias)	7-8 horas, 19-23 horas	de lunes a viernes los sábados, excepto festivos nacionales
F3 (fuera de las horas pico)	24-7 y 23-24 horas	de lunes a sábado, domingo y festivos - todo el horario del día
F23 (o F2 + F3)	19-8 horas	todos los días, sábados y domingos y festivos. Esta banda incluye las horas incluidas en las bandas F2 y F3

Fuente: LuceGas (2022).

- **Tarifa Bioraria Residente - Servicio Nacional de Electricidad.** Las tarifas se actualizan a partir del 1 de enero de 2022 y permanecen vigentes hasta el 31 de marzo de 2022.

a. Gastos en materia energética. En la Tabla 26 se detallan los costes de la cuota fija y costes de la cuota de energía.

Tabla 26
Gastos en materia energética

Costes de la Cuota Fija	
Período de referencia	Gasto €/cliente/mes
por cada mes	3.850200
Costes de la Cuota de Energía	
Rango de consumo	Gasto € / kWh
Energía F1	0.383130
Energía F23	0.340210
Componente de despacho (parte variable): Primer tramo de consumo hasta 1800 kWh	0.000000
Componente de despacho (parte variable) Segundo tramo: consumo superior a 1800 kWh	0.000000

Fuente: Servicio Nacional de Electricidad (s.f.).

b. Servicios de red (Gastos de transporte y gestión del contador y gastos de tarificación del sistema). En la Tabla 27 se detallan los costes de la cuota fija, costes por la cuota de potencia y costes de la cuota variable.

Tabla 27
Servicios de red

Costes de la Cuota Fija (€/cliente/mes)		
Período de referencia	Coste de la gestión del transporte del contador	Gasto en cargos del sistema
por cada mes	1.620000	0.000000
Costes por la Cuota de Potencia (€/kW de potencia comprometida/mes)		
Período de referencia	Coste de la gestión del transporte del contador	Gasto en cargos del sistema
por cada mes	1.690000	0.000000
Costes de la Cuota Variable (€/kWh)		
Período de referencia	Coste de la gestión del transporte del contador	Gasto en cargos del sistema
por cada mes	0.008730	0.000000

Fuente: Servicio Nacional de Electricidad (s.f.).

- *Coste de recarga del VE.* En la Tabla 28 se detallan los costos de la electricidad en kWh

Tabla 28
Coste de recarga del coche eléctrico

Tipo de recarga	Potencia	Operador	Coste por kWh (incluidos impuestos especiales e IVA)
Domestica	hasta 6 kw	Servicio Eléctrico Nacional	0,20 €
Acelerado	hasta 22 kw	Enel X	0,40 € (a partir del 1 de junio de 2020)
Rápida	hasta 50 kw	Enel X	0,50 €

Fuente: NewsAuto (2020).

4.2.2. Metodología Aplicada al Benchmarking

De los países descritos, se considera 4 de ellos (Costa Rica, Ecuador, Chile y España); puesto que sirven de referencia para los objetivos de la investigación. Como parte de la metodología del benchmarking, en la Tabla 29 señalaremos las principales características de los modelos tarifarios internacionales en cumplimiento de los objetivos del presente documento referentes a la electromovilidad.

Tabla 29

Benchmarking de las opciones tarifarias en otros países

Principales variables a considerar para la creación de una opción tarifaria para la electromovilidad						
Ítem	Factores de comparación	Países				
		Costa Rica	Ecuador	Chile	España	Perú
1	Estructura tarifaria	Generación, Transmisión y Distribución	Generación, Transmisión y Distribución	Generación, Transmisión y Distribución	Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización	Generación, Transmisión y Distribución
2	Bloques horarios	Tres bloques horarios: Punta Valle Noche	Tres bloques horarios: Periodo punta (18:00 - 22:00) Período media de (08:00 - 18:00) Período base de (22:00-08:00 de lunes a domingo y 08:00-18:00, sábado y domingo)	Tres Bloques horarios: Punta (18:00-22:00 de lunes a viernes) Día (08:00 a 18:00 de lunes a viernes, fin de semana y festivos de 08:00 a 22:00 horas) Noche (lunes a domingo de 22:00 a 08:00 horas)	Tres Bloques horarios: Horas valle: 00.00 - 08.00 Horas llano: 08.00 - 10.00, de 14.00 - 18.00 y de 22.00 - 00.00. Horas punta: de 10.00 - 14.00 y de 18.00 - 22.00	Dos bloques horarios: Hora de punta: de 18:00 - 23:00 Hora fuera de punta: restante de horas

Principales variables a considerar para la creación de una opción tarifaria para la electromovilidad

Ítem	Factores de comparación	Países				
		Costa Rica	Ecuador	Chile	España	Perú
3	Opción tarifaria para electromovilidad	* Opción tarifaria T-REH promueve la recarga de VEs * Tarifa residencial horaria T-REH * Solo la CNFL cuenta con una opción tarifaria horaria * Para usuarios residenciales en BT y consumo superior a 200kW.h al mes	* Cuenta con una opción tarifa eléctrica destinada a los VEs * Tarifa General de BT con medidor inteligente para VEs * Nivel de voltaje menor a 600V * Potencia hasta 10kW	* Actualmente la tarifa horaria residencial THR se adapta a la electromovilidad * Alcanzan descuentos de hasta 30%	* Tarifa One Luz 3 Periodos para residenciales * La opción tarifaria One Luz 3 Periodos es exclusiva para la electromovilidad. * Potencia contratada de hasta 15kW	* Actualmente no hay una tarifa destinada a la electromovilidad * Las tarifas para residenciales con para demandas menores a 20 kW
4	Cargos de facturación horarios	En la opción tarifaria T-REH de la empresa CNFL solo se cobra por cargo de tres energías activas	Demanda Tres energías activas (horarias) para Comercialización	Cargo fijo mensual Cargo por servicio público Cargo por transmisión Energía en hora Punta Energía en hora Día Energía en hora Noche	Potencia hora punta Potencia hora llano Potencia hora valle Energía punta Energía llano Energía valle	Cargos de facturación de energía y potencia en dos horarios diferenciados: HP y HFP.
6	Ente regulador	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)	Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Ministerio de Energía	OSINERGMIN

Fuente: Elaboración propia.

En base a las comparaciones presentadas en el Benchmarking, las principales características que se deben considerar para la creación de una opción tarifaria para la electromovilidad deben ser: el resultado de una tarifa que ofrezca ventajas económicas (descuentos en los horarios de menor demanda como en el caso Chile); la opción tarifaria debe contar con un cargo fijo regulado por un ente oficial; los cargos por energía activa se deben considerar por lo menos tres bloques horarios con una terminología adecuada comprensible para los usuarios (valle para Costa Rica, base para Ecuador, noche para Chile y valle para España), siendo la principal diferencia con el Perú que solo cuenta con dos bloques horarios, es así que, en referencia a los bloques horarios establecidos por el COES y la denominación tomada en Ecuador, este tercer bloque horario en el Perú debe ser llamado base; los horarios observados para el bloque de menor demanda en su mayoría se encuentran entre las horas de la madrugada, se tiene por ejemplo los casos de Costa Rica, Ecuador y Chile que dicho bloque se encuentra de 10.00 p.m. a 8.00 a.m., así también se tiene el caso de España el cual cuenta con un horario de 12.00 a.m. a 8.00 a.m., es así que para el Perú se puede considerar estos horarios para un nuevo bloque previo estudio de demanda.

En base a experiencias observadas en los países descritos, se tiene que es necesario el contar con una opción tarifaria destinada a usuarios que cuentan con VEs, considerando que estos países poseen un mayor avance en lo que respecta a la electromovilidad.

En relación a la hipótesis específica 1: El actual modelo tarifario del mercado eléctrico peruano comprende 12 opciones tarifarias en BT, destinados a los usuarios regulados. Del análisis y comparación de estas 12 opciones se logra diagnosticar que las opciones tarifarias BT2, BT3, BT4, BT5A, BT5B Y BT5F y 7 conceptos de facturación resultan viables para la electromovilidad. En relación al análisis del ámbito internacional, se puede apreciar que existen varios países que

actualmente ya cuentan con una opción tarifaria aplicable a la electromovilidad, siendo una característica común en estos países el contar con triple discriminación horaria; asimismo, se verifica que en los diferentes países mostrados las opciones tarifarias cuentan con los conceptos de facturación por energía en tres bloques horarios, la mayoría contando con un cargo fijo y algunos con cargo por potencia. Todo esto demuestra la necesidad de crear un nuevo bloque horario comprendido en horas de la madrugada, que en base a la propuesta, serán de uso principal para la recarga de VEs.

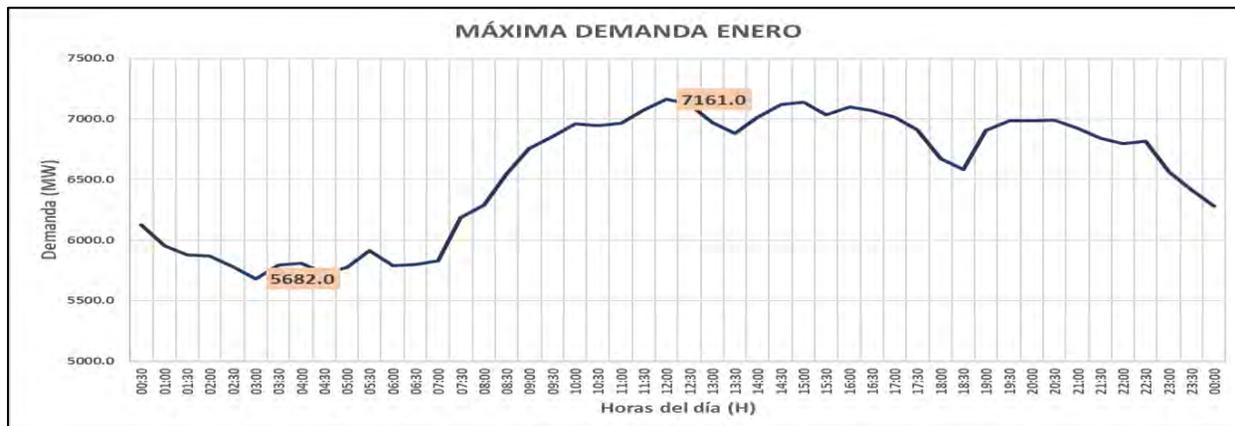
4.3. Comportamiento de la Curva de Demanda del Sector Eléctrico Peruano

La demanda de energía eléctrica en MW, consumida en los meses de enero, febrero, marzo y abril del 2022 en el Perú, fueron recolectadas de la base de datos del COES, los cuales poseen valores en 30 minutos tomados desde las 0.00 horas hasta las 23.59 horas. Como se obtuvo una gran cantidad de datos, se tomó el día con la mayor demanda para cada uno de los meses mencionados.

En la Figura 24 se muestra la demanda de energía del día 11 de enero en la que se registró una demanda de 7,161MW a las 12.00 p.m., que fue la máxima demanda registrada en el mes de enero.

Figura 24

Máxima demanda del mes de enero



Fuente: Elaboración propia basado en base de datos del COES.

La Figura 25 muestra la demanda de energía del día 24 de febrero en la que se registró una demanda de 7,409.19MW a las 11.30 a.m., que fue la máxima demanda registrada en el mes de febrero.

Figura 25
Máxima demanda del mes de febrero



Fuente: Elaboración propia basado en base de datos del COES.

La Figura 26 muestra la demanda de energía del día 10 de marzo en la que se registró una demanda de 7,236MW a las 11.30 a.m., que fue la máxima demanda registrada en el mes de marzo.

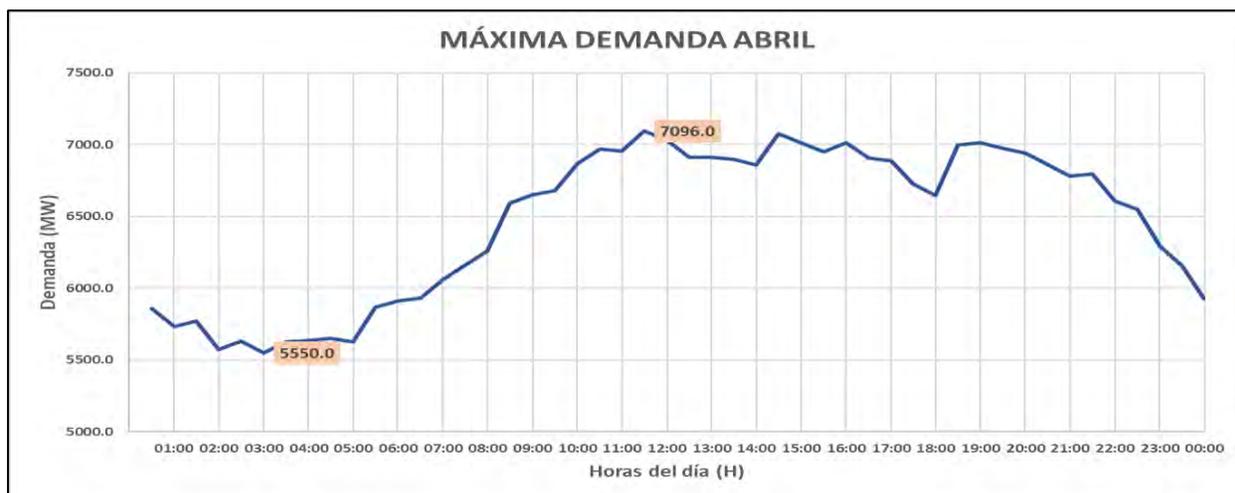
Figura 26
Máxima demanda del mes de marzo



Fuente: Elaboración propia basado en base de datos del COES.

La Figura 27 muestra la demanda de energía del día 19 de abril en la que se registró una demanda de 7,096 MW a las 11.30 am, que fue la máxima demanda registrada en el mes de abril.

Figura 27
Máxima demanda del mes de abril



Fuente: Elaboración propia basado en base de datos del COES.

En las cuatro figuras mostradas anteriormente, se aprecia que la máxima demanda se encuentra entre las 11.00 a.m. y 12.00 p.m., las cuales están en las HFP, esto implica que existe un cambio en el comportamiento de la curva de demanda en comparación a la curva que conocíamos antes, donde la máxima demanda estaba en las HP. Cabe indicar que a pesar que la máxima demanda se está desplazando a otro horario, esto no sugiere que en la HP la demanda sea mínima, pues en este horario aún se mantiene una considerable demanda. Sin embargo, claramente se observa que desde las 11.00 p.m. hasta las 7.00 a.m. del día siguiente, la demanda baja y se obtiene un consumo mínimo.

4.4. Proyección de la Demanda de Energía para el 2030

4.4.1. Proyección de la Demanda Vegetativa.

Utilizando el método de los mínimos cuadrados y haciendo uso de los datos proyectados de la población total (INEI), PBI y la tarifa promedio de la base de datos comercial de

OSINERGMIN, COES (2022). Haciendo uso del programa EVIEWS para modelos econométricos, se procede a realizar los siguientes cálculos.

Primeramente, para obtener el logaritmo natural de demanda se reemplazan en la Ecuación 2 los coeficientes estimados C1, C2, C3 y C4 obtenidos mediante el programa EVIEWS, como se visualiza en la Figura 28.

Donde:

$$C1 (C) = -14.9592403$$

$$C2 (\text{LOG(PBI)}) = 0.7520901$$

$$C3 (\text{LOG(POB)}) = 1.4980160$$

$$C4 (\text{LOG(TAR)}) = -0.0844567$$

Figura 28

Estimación de los coeficientes C1, C2, C3 y C4 de la ecuación de proyección en el programa EVIEWS

Dependent Variable: LOG(DEMANDA)				
Method: Least Squares				
Date: 05/04/23 Time: 23:12				
Sample: 1981 2021				
Included observations: 41				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-14.95924	0.610293	-24.51156	0.0000
LOG(PBI)	0.752090	0.029638	25.37573	0.0000
LOG(POB)	1.498016	0.084498	17.72848	0.0000
LOG(TAR)	-0.084457	0.029891	-2.825493	0.0076
R-squared	0.996507	Mean dependent var		9.469868
Adjusted R-squared	0.996224	S.D. dependent var		0.567448
S.E. of regression	0.034870	Akaike info criterion		-3.781909
Sum squared resid	0.044989	Schwarz criterion		-3.614731
Log likelihood	81.52913	Hannan-Quinn criter.		-3.721032
F-statistic	3518.563	Durbin-Watson stat		0.732450
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración propia.

De los antes mencionado, se puede obtener la proyección de demanda haciendo uso la Ecuación 2:

$$LN(DEMANDA) = -14.9592402806981 + 0.752090069636153 * LN(PBI) + 1.49801598021807 * LN(TAR) - 0.0844566813994164 * LN(POB)$$

Seguidamente haciendo uso de la Ecuación 3, se realiza la estimación de los coeficientes C1, C2, C3 y C4 el modelo de corrección de errores obtenidos mediante el programa EVIEWS, como se visualiza en la Figura 29.

Donde:

$$K0 (C) = 0.026338883$$

$$K1 (D(LOG(PBI))) = 0.665541747$$

$$K2 (LOG(DEMANDA(-1)) - (-14.9592402806981 + 0.752090069636153 * LOG(PBI(-1)) + 1.49801598021807 * LOG(POB(-1)) - 0.0844566813994164 * LOG(TAR(-1)))) = -0.230906448$$

$$K3 (D(INT92)) = -0.129161642$$

Figura 29

Estimación de parámetros de la ecuación de corrección de errores en el programa EVIEWS

Dependent Variable: D(LOG(DEMANDA))				
Method: Least Squares				
Date: 05/07/23 Time: 22:23				
Sample (adjusted): 1982 2021				
Included observations: 40 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.026339	0.004144	6.355416	0.0000
LOG(DEMANDA(-1))-(-14.9592402806981...	-0.230906	0.122568	-1.883898	0.0677
D(LOG(PBI))	0.665542	0.065581	10.14838	0.0000
INT92	-0.129162	0.024594	-5.251806	0.0000
R-squared	0.809339	Mean dependent var		0.041201
Adjusted R-squared	0.793450	S.D. dependent var		0.050834
S.E. of regression	0.023103	Akaike info criterion		-4.603063
Sum squared resid	0.019215	Schwarz criterion		-4.434175
Log likelihood	96.06125	Hannan-Quinn criter.		-4.541998
F-statistic	50.93879	Durbin-Watson stat		1.341759
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración propia.

De lo mencionado, se puede obtener la diferencia del logaritmo de las ventas vegetativas de electricidad proyectados para el año 2030 haciendo uso la Ecuación 3, para posteriormente realizar la corrección del error y obtener un resultado final, cálculos detallados en el Anexo 2.

$$D(LN(DEMANDA)) = 0.026338883 + 0.665541747 * D(LN(PBI)) - 0.129161642 * ERROR(-1) - 0.129161642 * Int92$$

En la Tabla 30 se muestran los valores proyectados para la demanda vegetativa al año 2030, para lo que se hace uso de la estimación población Total (INEI), el PBI sin proyectos mineros a partir del año 2021 y la base de datos comercial de OSINERGMIN - Estudio FITA 2021; datos extraídos del COES (2022). Los detalles del cálculo se adjuntan en el Anexo 2.

Tabla 30
Proyección de la Demanda Vegetativa al 2030

Año	POBLACIÓN	PBI SPM	TARIFA	DEMANDA	Factor de Carga (COES)	Potencia vegetativa Proy - MW
	Miles Hab.	Millones de S/. de 2007	Ctvs USD/kWh	Demanda Vegetativa Proy - GWh		
1981	17,760	176,901	4.54	5,679		
1982	18,197	176,507	4.93	5,947		
1983	18,636	158,136	3.91	5,756		
1984	19,076	163,842	4.37	6,114		
1985	19,519	167,219	4.23	6,498		
1986	19,966	182,981	4.15	7,030		
1987	20,417	200,778	4.15	7,674		
1988	20,870	181,822	2.93	7,762		
1989	21,320	159,436	2.40	7,180		
1990	21,765	151,492	4.90	7,126		
1991	22,204	154,854	4.71	7,667		
1992	22,640	154,017	6.43	6,806		
1993	23,073	162,093	5.59	7,794		
1994	23,502	182,044	7.61	8,805		
1995	23,926	195,536	8.37	9,193		
1996	24,348	201,009	8.66	9,448		
1997	24,768	214,028	8.20	9,940		
1998	25,182	213,190	7.04	10,575		

Año	POBLACIÓN	PBI SPM	TARIFA	DEMANDA	Factor de Carga (COES)	Potencia vegetativa Proy - MW
	Miles Hab.	Millones de S/. de 2007	Ctvs USD/kWh	Demanda Vegetativa Proy - GWh		
1999	25,589	216,377	6.85	10,950		
2000	25,984	222,207	7.16	11,775		
2001	26,367	223,580	7.02	12,019		
2002	26,739	235,773	6.60	12,592		
2003	27,103	245,593	6.64	13,286		
2004	27,460	257,770	7.04	14,120		
2005	27,811	273,971	7.61	15,043		
2006	28,151	294,598	7.58	16,452		
2007	28,482	319,693	7.41	17,860		
2008	28,807	348,870	8.08	19,660	73.6%	3,049
2009	29,132	352,693	8.23	20,064	72.4%	3,164
2010	29,462	382,081	8.20	21,706	73.1%	3,390
2011	29,798	406,256	8.91	23,290	76.4%	3,480
2012	30,136	431,199	9.87	24,706	76.8%	3,672
2013	30,475	456,435	9.77	25,958	77.2%	3,838
2014	30,814	467,308	10.34	26,673	79.3%	3,840
2015	31,152	482,506	10.16	27,028	82.0%	3,762
2016	31,489	501,581	9.87	27,497	81.4%	3,848
2017	31,826	514,215	10.03	27,909	82.5%	3,860
2018	32,162	534,665	10.33	28,640	82.2%	3,977
2019	32,496	546,161	10.40	29,347	82.9%	4,044
2020	32,824	485,631	10.54	27,207	73.47%	4,216
2021	33,149	536,529	10.54	31,193	78.9%	4,516
2022	33,471	545,310	10.54	32,342	82%	4,519
2023	33,789	555,607	10.54	33,264	82%	4,648
2024	34,103	564,121	10.54	34,132	82%	4,769
2025	34,412	578,486	10.54	35,229	82%	4,922
2026	34,718	592,685	10.54	36,366	82%	5,081
2027	35,021	607,292	10.54	37,527	82%	5,243
2028	35,319	622,466	10.54	38,722	82%	5,410
2029	35,612	639,061	10.54	39,987	82%	5,587
2030	35,898	657,002	10.54	41,324	82%	5,774

Fuente: Elaboración propia basado en los datos de COES (2022).

4.4.2. Demanda de Grandes Cargas

4.4.2.1. Cargas Especiales. Para diciembre de 2020, se obtiene una demanda total de 2 219 MW, las Cargas Especiales se muestran en el Anexo 3.

4.4.2.2. Cargas Incorporadas. Las cargas incorporadas hasta el año 2020 poseen una demanda total de 252 MW, los cuales se detallan en el Anexo 3.

4.4.2.3. Grandes Proyectos. Para un escenario Base se prevé casi 7 000 GWh con una potencia de 919 MW. Los nuevos emprendimientos se muestran en el Anexo 3.

4.4.2.4. Otros

- **Consumos Propios.** Se considera alrededor de 1,5% del total de la demanda al nivel de transmisión.

- **Auto-Productores.** Su magnitud es del orden de 341 GWh (57.75 MW) y están conformados por las CT Pampilla, CT Luren, CT Pedregal y la Generación en el Sistema Eléctrico de Bagua y Jaén (ELOR).

4.4.3. Pronóstico Total del SEIN

Las proyecciones de demandas anuales del SEIN respecto a los años 2008 - 2030, son las que se muestran a continuación en la Tabla 31:

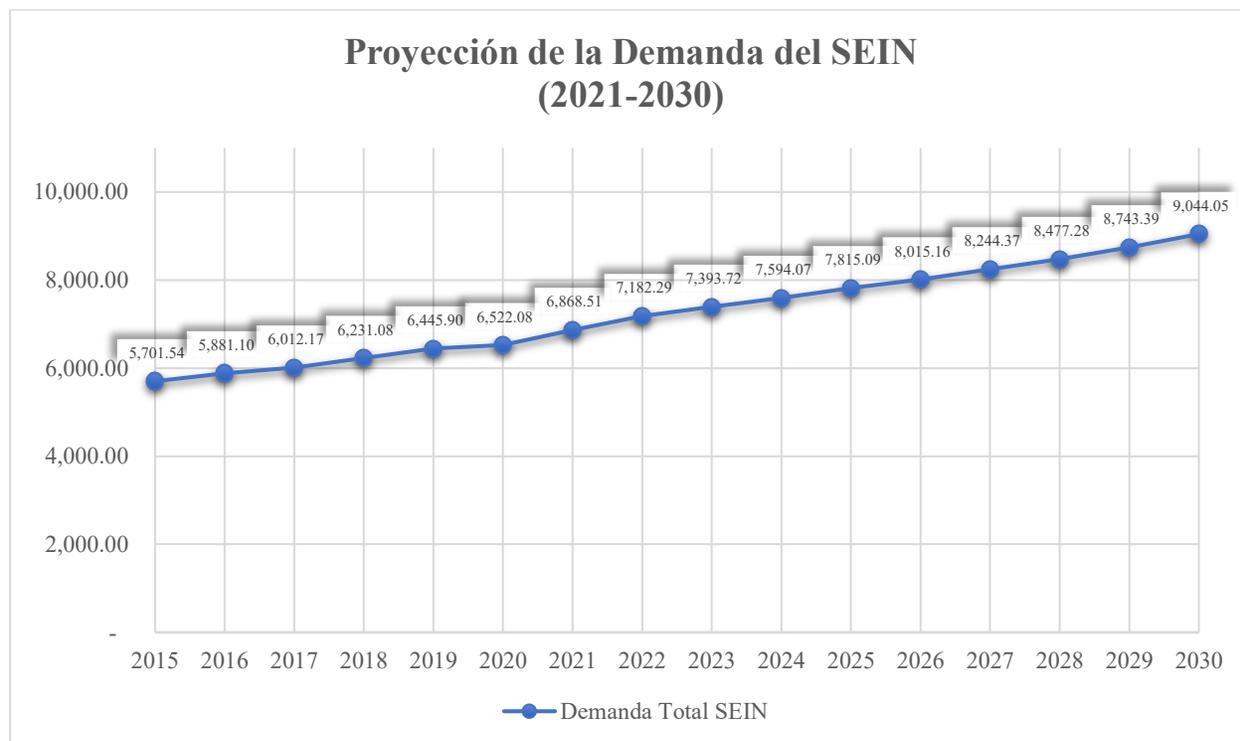
Tabla 31
Proyección de demanda total del SEIN al 2030

AÑO	Potencia Vegetativa	Cargas Especiales	Cargas Incorporadas	Nuevos Proyectos & Ampliaciones	Factor de Simultaneidad	Consumo propio de centrales	Demanda del Ecuador	Autoprodutores	Demanda Total SEIN
	A	B	C	D	E	F	G	H	A+(B+C+D)*E+F+G+H
	MW	MW	MW	Zona	%	MW	MW	MW	MW
2008	3,049.00	653.27	89.69	0.00	0.905	64.00		-8.55	3,776.82
2009	3,164.00	594.46	102.90	0.00	0.905	65.00	62.45	-8.55	3,914.01
2010	3,390.00	674.21	109.77	0.00	0.905	69.00	0.00	-12.35	4,156.15
2011	3,480.00	877.04	152.05	0.00	0.905	64.00	0.00	-12.35	4,462.98
2012	3,672.00	975.89	161.40	0.00	0.905	69.00	0.00	-24.95	4,745.29
2013	3,838.00	1,061.26	171.66	0.00	0.905	82.00	0.00	-24.55	5,011.23
2014	3,840.00	1,156.75	182.14	0.00	0.905	87.00	0.00	-24.55	5,114.14
2015	3,762.00	1,865.37	208.76	0.00	0.905	87.00	0.00	-24.55	5,701.54
2016	3,848.00	1,956.69	217.51	0.00	0.905	90.00	0.00	-24.55	5,881.10
2017	3,860.00	2,072.97	232.80	0.00	0.905	90.00	0.00	-24.55	6,012.17
2018	3,977.00	2,244.04	244.17	0.00	0.905	97.00	-37.00	-57.75	6,231.08
2019	4,044.00	2,291.91	265.72	0.00	0.905	145.00	0.00	-57.75	6,445.90
2020	4,216.00	2,218.50	252.04	0.00	0.905	128.00	0.00	-57.75	6,522.08
2021	4,516.00	2,266.32	275.87	91.45	0.870	119.00	0.00	-57.75	6,868.51
2022	4,519.00	2,289.33	280.01	416.92	0.870	123.00	0.00	-57.75	7,182.29
2023	4,648.00	2,279.57	289.20	506.49	0.870	128.00	0.00	-57.75	7,393.72
2024	4,769.00	2,276.78	298.82	586.28	0.870	132.00	0.00	-57.75	7,594.07
2025	4,922.00	2,281.28	308.71	646.61	0.870	135.00	0.00	-57.75	7,815.09
2026	5,081.00	2,283.29	318.87	677.06	0.870	139.00	0.00	-57.75	8,015.16
2027	5,243.00	2,282.93	329.28	739.65	0.870	143.00	0.00	-57.75	8,244.37
2028	5,410.00	2,274.07	340.00	808.96	0.870	147.00	0.00	-57.75	8,477.28
2029	5,587.00	2,261.16	351.04	908.65	0.870	151.00	0.00	-57.75	8,743.39
2030	5,774.00	2,263.02	463.49	919.25	0.870	156.00	0.00	-57.75	9,044.05

Fuente: Elaboración propia basado en los datos de COES (2022).

De los datos mostrados en la Tabla 31, se realiza un gráfico que muestra la tendencia de crecimiento para la demanda proyectada al año 2030, lo mismo que se visualiza en el Figura 30.

Figura 30
Proyección de la demanda para el año 2030



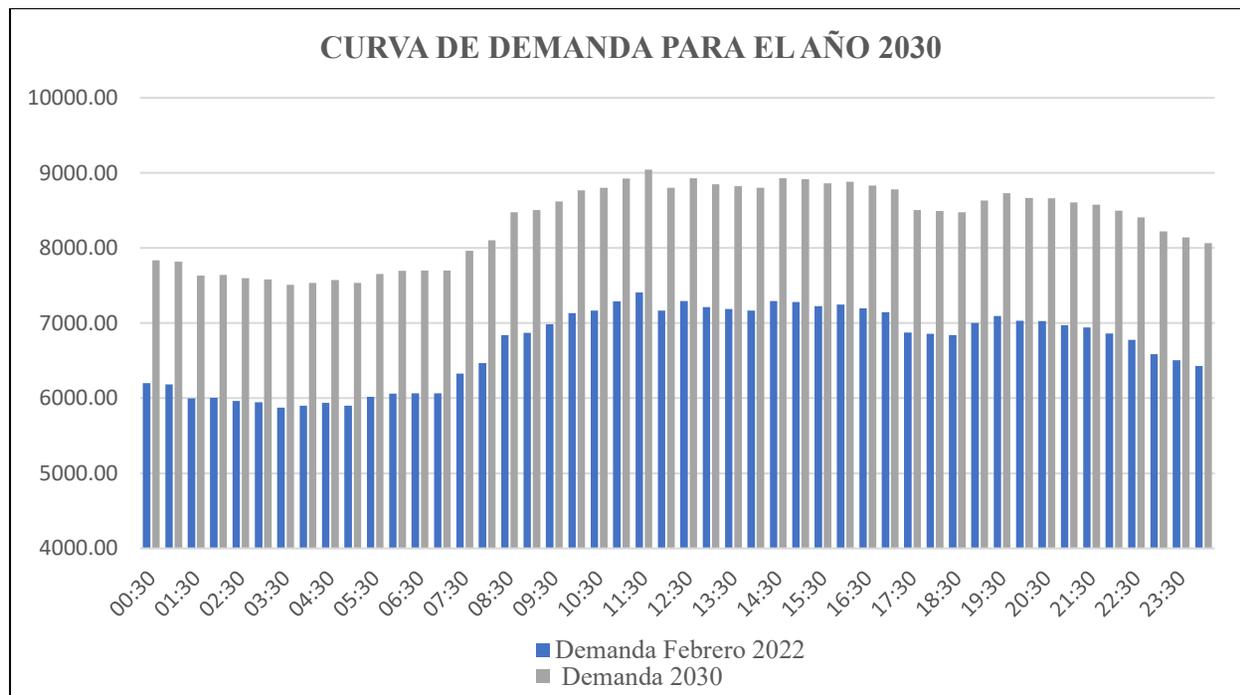
Fuente: Elaboración propia basado en los datos de COES (2022) y el cálculo de la demanda vegetativa.

4.4.4. Curva de Demanda para el Año 2030

En base al estudio realizado por el COES, para la investigación se toma como referencia la demanda proyectada para el año 2030 que es 9,044.05 MW, se escogió la curva de carga del mes de febrero con una máxima demanda de 7,409.20 MW, por ser la mayor demanda registrada en los meses señalados del año 2022.

En la Figura 31 se observa que la demanda se incrementó un 22.07% de la demanda máxima actual siendo 1,634.85 MW más, para el año 2030, pudiendo graficar una curva referencial donde se muestra su comportamiento.

Figura 31
Curva de Demanda para el año 2030



Fuente: Elaboración propia.

4.5. Proyección de la Demanda de Energía por Electromovilidad para el Año 2030 en el Perú

Para poder evaluar el impacto que genera el aumento de la demanda de energía por el ingreso de los VEs en el Perú, se toma en cuenta la cantidad de ventas que se tiene a nivel nacional de los VEs, las metas trazadas por el MINEM y las empresas interesadas; y la potencia requerida para su recarga en modo 2, siendo el modo considerado para la propuesta por ser el más recomendable para las viviendas.

El MINEM se trazó una meta para el 2030, donde el 5% del total de los vehículos livianos y buses en el Perú usen energía eléctrica, donde la norma debe permitir el establecimiento de infraestructuras de carga para acceder al mercado libre, y así poder conseguir precios competitivos en las inversiones (MINEM, 2020).

4.5.1. Ecuaciones para la Proyección del Parque Automotor

Tomando como referencia los datos proporcionados en los boletines estadísticos del MTC respecto al parque automotor del Perú, especificado en el Anexo 4, se realizó una proyección al año 2030 haciendo una regresión lineal mediante el método de mínimos cuadrados, utilizando las siguientes fórmulas:

$$y(x) = a x + b \quad (-40-)$$

$$a = \frac{N \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{N \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (-41-)$$

$$b = \frac{N \sum x_i^2 \sum y_i - \sum x_i \sum x_i y_i}{N \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (-42-)$$

4.5.2. Resultados de la Proyección del Parque Automotor

Los datos obtenidos se muestran en la Tabla 32.

Tabla 32

Proyección de parque automotor Perú 2030

AÑO (Y)	CANTIDAD DE VEHÍCULOS (X)
2016	2,661,719
2017	2,786,101
2018	2,894,327
2019	3,001,308
2020	3,070,704
2021	3,186,730
2022	3,292,066
2023	3,394,519
2024	3,496,971
2025	3,599,424
2026	3,701,877
2027	3,804,330
2028	3,906,782
2029	4,009,235
2030	4,111,688

Fuente: Elaboración propia basada en los boletines estadísticos del MTC.

4.5.3. Demanda Proyectada de VEs para el Año 2030

Según los boletines estadísticos del MTC, los vehículos livianos representan en promedio un 70% del total de vehículos. Partiendo de la meta trazada por el MINEM, se hará uso del 5% de la cantidad total de vehículos livianos proyectados en el Perú para el año 2030, tal como se observa en la Tabla 33.

Tabla 33

Demanda proyectada de VEs para el año 2030

Parque automotor total para el año 2030	4 111 688	und
Considerando que un 70% del total de vehículos proyectado serían vehículos livianos	2 878 182	und
5 % del total de vehículos livianos para el año 2030, serán eléctricos	143 909	und
Considerando una recarga en modo 2 a 3.7 kW para cada caso, la demanda de energía total de VE´s será	532.46	MW

Fuente: Elaboración propia.

4.6. Comportamiento de la Demanda por VEs para el Año 2030

Para calcular los costos marginales en el Perú, las horas del día se separan en 3 bloques, conocidos como Punta, Media y Base. El bloque en punta se encuentra usualmente en el periodo de máxima demanda que se ubica entre las 06.00 p.m. las 11.00 p.m., el bloque base que se encuentra en el periodo de mínima demanda, ubicado entre las 11.00 p.m. hasta las 08.00 a.m., y por último el bloque media se encuentra en el periodo de demanda media ubicado entre las 8.00 a.m. hasta las 06.00 p.m. Para efectos de la regulación tarifaria, los bloques en media y base conforman el horario Fuera de Punta.

Para calcular el impacto que se presenta en el SEIN debido a la demanda por VEs proyectada para el año 2030, se realiza 3 posibles escenarios basados en lo explicado en el párrafo

anterior. Como se visualiza en la Tabla 33, se obtuvo que la demanda por VEs para el año 2030 será en promedio 532.46 MW.

El escenario 1 considera que la recarga de VEs se realiza en bloque punta (6.00 p.m. hasta las 11.00 p.m), el escenario 2 considera que la recarga de VEs se realiza en bloque media (8.00 a.m. hasta las 6.00 p.m.) y el escenario 3 considera que la recarga de VEs se realiza en bloque base (11.00 p.m. hasta las 8.00 a.m). Para lo antes mencionado, la Tabla 34 muestra las demandas resultantes para los tres escenarios.

Tabla 34
Demandas resultantes con electromovilidad para los tres escenarios

Hora	Demanda 2030	Periodo	Demanda por electromovilidad	Escenario 1	Demanda por electromovilidad	Escenario 2	Demanda por electromovilidad	Escenario 3
0.02	7,837.88	MÍN	-	7,837.88	-	7,837.88	532.46	8,370.34
0.04	7,820.10	MÍN	-	7,820.10	-	7,820.10	532.46	8,352.56
0.06	7,631.17	MÍN	-	7,631.17	-	7,631.17	532.46	8,163.63
0.08	7,640.79	MÍN	-	7,640.79	-	7,640.79	532.46	8,173.25
0.10	7,600.44	MÍN	-	7,600.44	-	7,600.44	532.46	8,132.90
0.13	7,581.76	MÍN	-	7,581.76	-	7,581.76	532.46	8,114.22
0.15	7,510.48	MÍN	-	7,510.48	-	7,510.48	532.46	8,042.94
0.17	7,535.25	MÍN	-	7,535.25	-	7,535.25	532.46	8,067.71
0.19	7,573.51	MÍN	-	7,573.51	-	7,573.51	532.46	8,105.97
0.21	7,537.28	MÍN	-	7,537.28	-	7,537.28	532.46	8,069.74
0.23	7,655.21	MÍN	-	7,655.21	-	7,655.21	532.46	8,187.67
0.25	7,698.29	MÍN	-	7,698.29	-	7,698.29	532.46	8,230.75
0.27	7,701.24	MÍN	-	7,701.24	-	7,701.24	532.46	8,233.70
0.29	7,699.94	MÍN	-	7,699.94	-	7,699.94	532.46	8,232.40
0.31	7,963.80	MÍN	-	7,963.80	-	7,963.80	-	7,963.80
0.33	8,104.36	MED	-	8,104.36	532.46	8,636.82	-	8,104.36
0.35	8,477.74	MED	-	8,477.74	532.46	9,010.20	-	8,477.74
0.38	8,505.19	MED	-	8,505.19	532.46	9,037.65	-	8,505.19
0.40	8,619.11	MED	-	8,619.11	532.46	9,151.57	-	8,619.11
0.42	8,768.47	MED	-	8,768.47	532.46	9,300.93	-	8,768.47
0.44	8,802.91	MED	-	8,802.91	532.46	9,335.37	-	8,802.91
0.46	8,926.43	MED	-	8,926.43	532.46	9,458.89	-	8,926.43
0.48	9,044.05	MED	-	9,044.05	532.46	9,576.51	-	9,044.05
0.50	8,803.00	MED	-	8,803.00	532.46	9,335.46	-	8,803.00

Hora	Demanda 2030	Periodo	Demanda por electromovilidad	Escenario 1	Demanda por electromovilidad	Escenario 2	Demanda por electromovilidad	Escenario 3
0.52	8,931.20	MED	-	8,931.20	532.46	9,463.66	-	8,931.20
0.54	8,849.09	MED	-	8,849.09	532.46	9,381.55	-	8,849.09
0.56	8,823.96	MED	-	8,823.96	532.46	9,356.42	-	8,823.96
0.58	8,801.41	MED	-	8,801.41	532.46	9,333.87	-	8,801.41
0.60	8,930.18	MED	-	8,930.18	532.46	9,462.64	-	8,930.18
0.63	8,915.84	MED	-	8,915.84	532.46	9,448.30	-	8,915.84
0.65	8,862.25	MED	-	8,862.25	532.46	9,394.71	-	8,862.25
0.67	8,882.57	MED	-	8,882.57	532.46	9,415.03	-	8,882.57
0.69	8,831.51	MED	-	8,831.51	-	8,831.51	-	8,831.51
0.71	8,782.39	MED	-	8,782.39	-	8,782.39	-	8,782.39
0.73	8,507.80	MED	-	8,507.80	-	8,507.80	-	8,507.80
0.75	8,494.46	MAX	532.46	9,026.92	-	8,494.46	-	8,494.46
0.77	8,477.80	MAX	532.46	9,010.26	-	8,477.80	-	8,477.80
0.79	8,635.02	MAX	532.46	9,167.48	-	8,635.02	-	8,635.02
0.81	8,730.05	MAX	532.46	9,262.51	-	8,730.05	-	8,730.05
0.83	8,667.59	MAX	532.46	9,200.05	-	8,667.59	-	8,667.59
0.85	8,661.02	MAX	532.46	9,193.48	-	8,661.02	-	8,661.02
0.88	8,608.96	MAX	532.46	9,141.42	-	8,608.96	-	8,608.96
0.90	8,577.23	MAX	532.46	9,109.69	-	8,577.23	-	8,577.23
0.92	8,498.40	MAX	532.46	9,030.86	-	8,498.40	-	8,498.40
0.94	8,410.24	MAX	532.46	8,942.70	-	8,410.24	-	8,410.24
0.96	8,220.73	MAX	532.46	8,753.19	-	8,220.73	-	8,220.73
0.98	8,141.44	MÍN	-	8,141.44	-	8,141.44	532.46	8,673.90
1.00	8,065.53	MÍN	-	8,065.53	-	8,065.53	532.46	8,597.99
Dmáx	9,044.05			9,262.51		9,576.51		9,044.05
Dprom	8,340.52			8,462.54		8,529.10		8,518.01
FC	0.92			0.91		0.89		0.94

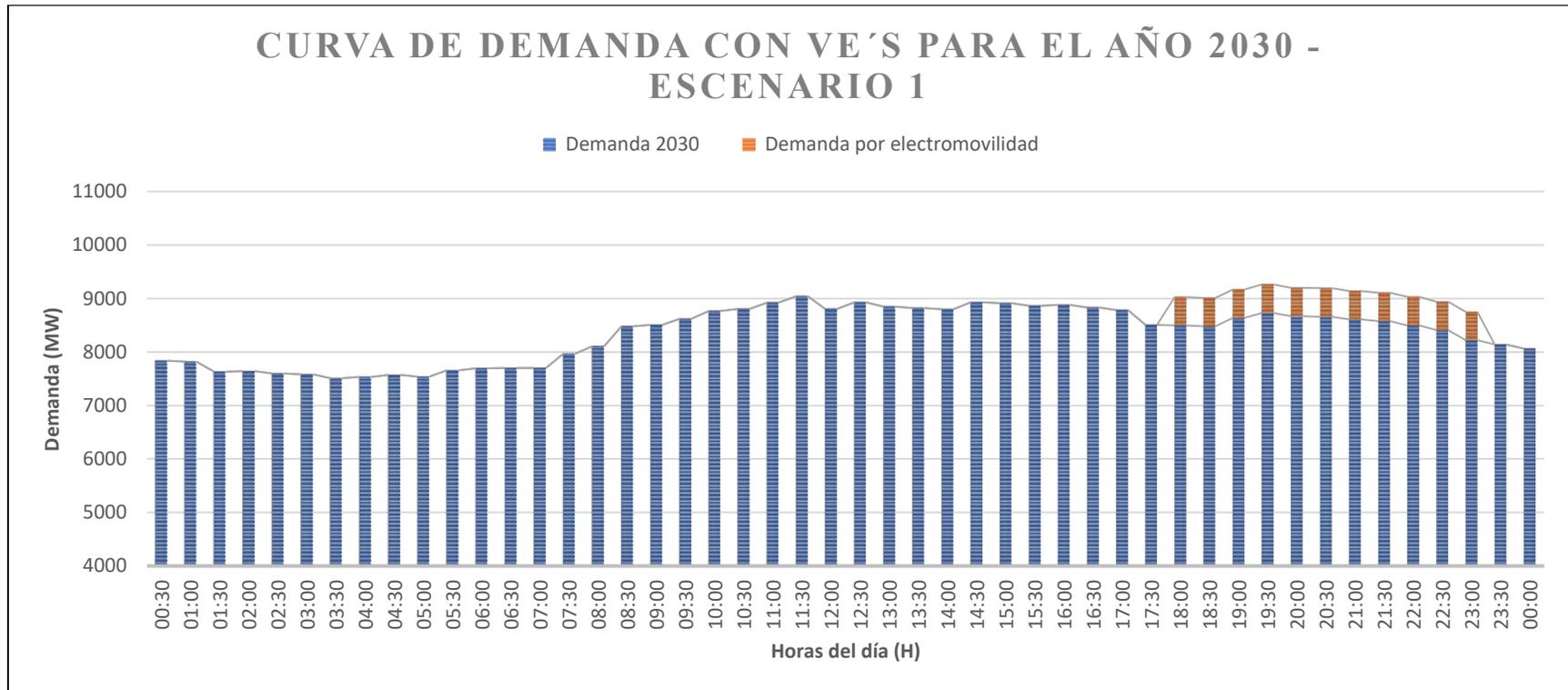
Fuente: Propia basada en información descargada del COES.

Escenario 1: La Figura 32 muestra un escenario de recarga de VEs en el bloque punta, donde la demanda máxima es 9,262.51MW y con una demanda promedio de 8,462.54MW, observando un posible congestionamiento en las redes eléctricas.

Utilizando la Ecuación 4, se calcula el factor de carga, obteniendo un valor de 0.91.

Figura 32

Escenario 1 para la curva de demanda proyectada para el 2030 con VE's



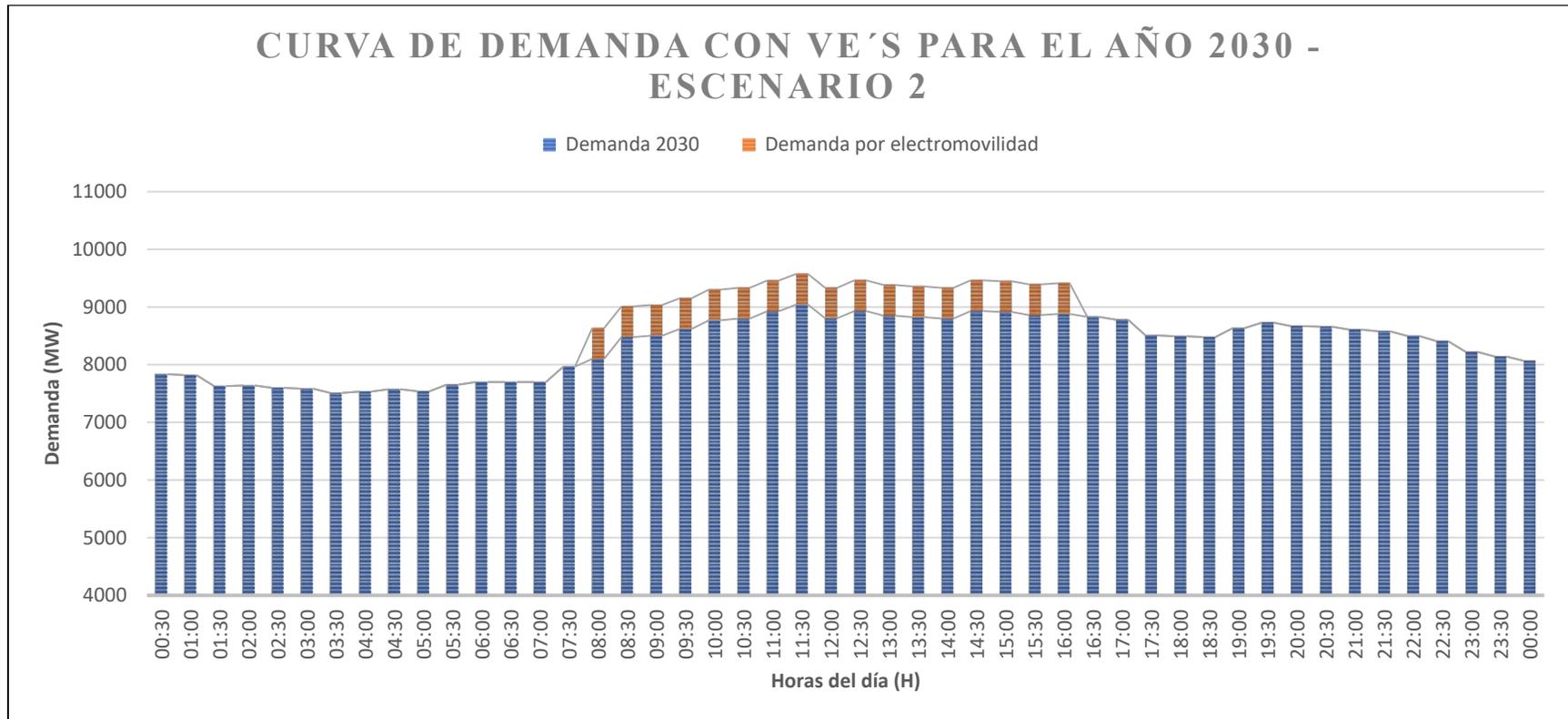
Fuente: Elaboración propia.

Escenario 2: La Figura 33 muestra un escenario de recarga de VEs en el bloque medio, donde la demanda máxima es 9,576.51 MW y con una demanda promedio de 8,529.10 MW, observando un posible congestionamiento en las redes eléctricas.

Utilizando la Ecuación 4, se calcula el factor de carga, obteniendo un valor de 0.89.

Figura 33

Escenario 2 para la curva de demanda proyectada para el 2030 con VE's



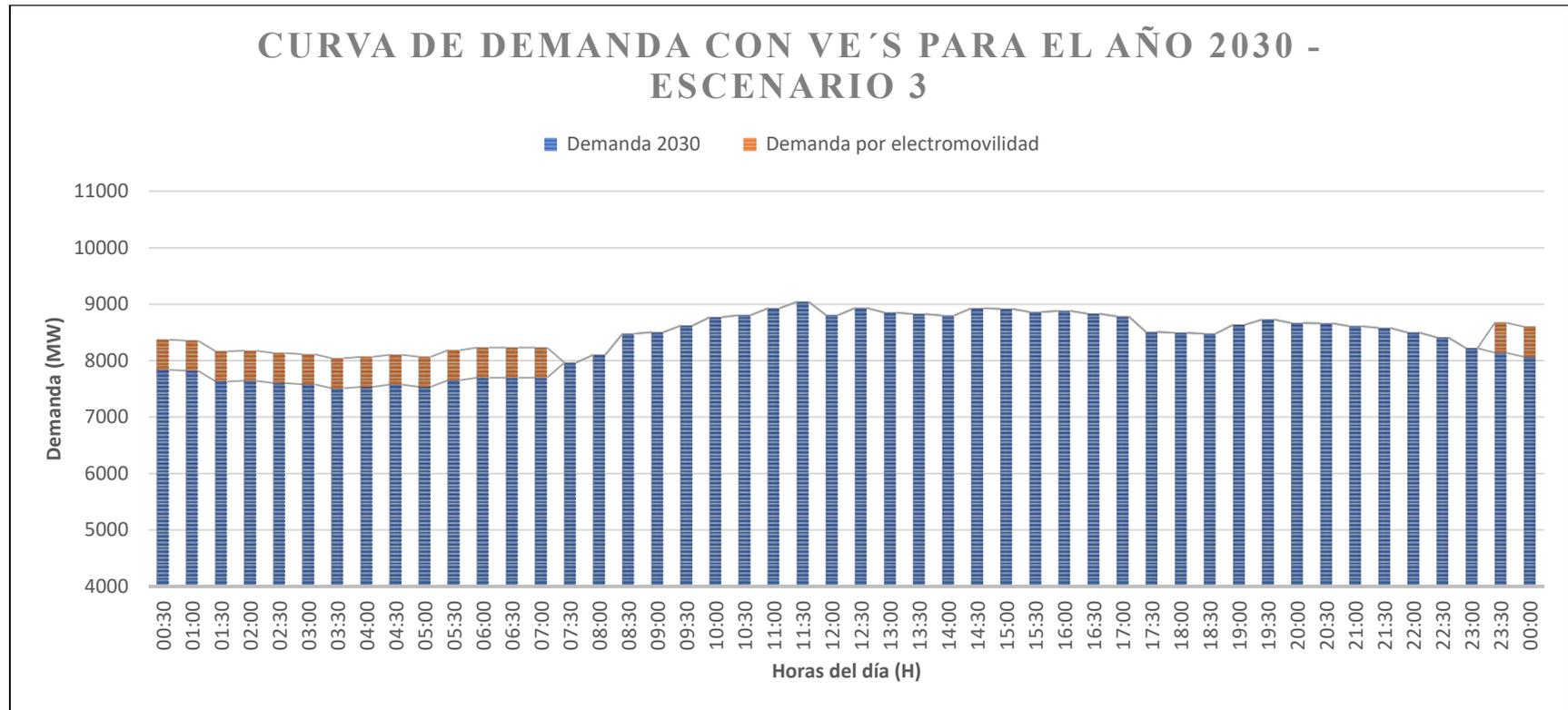
Fuente: Elaboración propia.

Escenario 3: La Figura 34 muestra un escenario de recarga de VEs en el bloque base, donde la demanda máxima es 9,044.05 MW y con una demanda promedio de 8,518.01 MW, se observa que la demanda aumenta por la recarga de VE's en horas de la madrugada, ayudando a aplanar la curva de demanda.

Utilizando la Ecuación 4, se calcula el factor de carga, obteniendo como un valor de 0.94.

Figura 34

Escenario 3 para la curva de demanda proyectada para el 2030 con VE's



Fuente: Elaboración propia.

Al analizar los tres escenarios presentados, se puede observar que el escenario más recomendable para la recarga de VEs es el escenario 3, visto que el factor de carga en este escenario es de 0.94, esto significa que ayudaría a homogeneizar la curva y evitando que las redes se congestionen. Ante este resultando, es necesario incentivar a los usuarios a que recarguen sus VEs entre las 11.00 p.m. hasta las 7.00 a.m. Para esto se podría contar con una tarifa eléctrica con triple discriminación horaria.

5. CAPÍTULO V: MODELO DE UNA NUEVA OPCIÓN TARIFARIA PARA LA ELECTROMOVILIDAD EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGULADO

5.1. Desarrollo de la Propuesta

La opción tarifaria propuesta se llama BT5V, esta opción cuenta con tres bloques horarios los mismos que son denominados: horas de punta, horas media y horas base; donde las horas media y base conforman el horario conocido como fuera de punta. Siendo principalmente destinada a usuarios que hagan uso de la electromovilidad, cuyos vehículos deben ser recargados en el bloque de horas base. Asimismo, la opción tarifaria al tener una menor tarifa por el cargo de energía activa en horas base, ayuda a que los usuarios que se encuentren en esta tarifa puedan variar sus hábitos de consumo respecto a la energía y como resultado aplanar la curva de demanda y evitar el congestionamiento de las redes.

Solo accederán a esta opción tarifaria aquellos usuarios con suministro en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en HP y HFP que acrediten el uso de electromovilidad en su domicilio.

5.1.1. Discriminación Horaria Propuesta

Según el análisis realizado en el inciso 4.4, los bloques horarios propuestos deben ser los siguientes:

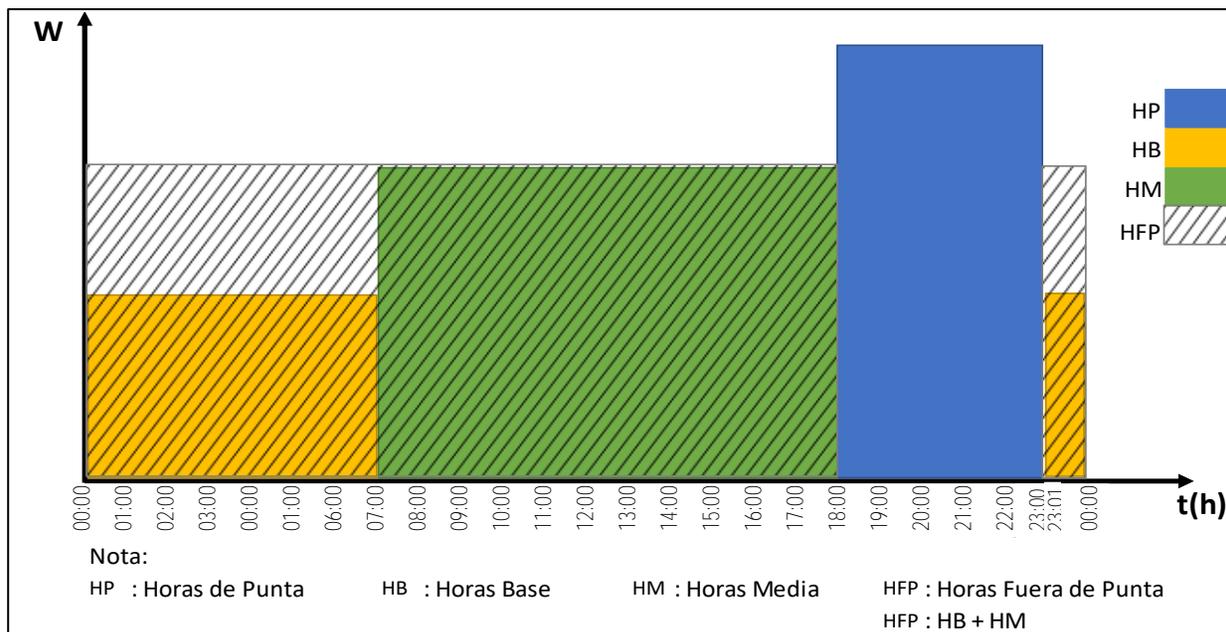
Hora punta: Comprendida entre las 06.00 p.m. hasta las 11.00 p.m.

Hora base: Comprendida entre las 11.00 p.m. hasta las 7.00 a.m.

Hora media: Resto de las horas.

A continuación, la Figura 35 muestra la curva de demanda de energía con los tres bloques horarios propuestos.

Figura 35
Bloques horarios propuestos



Fuente: Elaboración propia.

Como se pudo apreciar en el capítulo IV inciso 4.1.4, la opción tarifaria más recomendable para la recarga de VEs sería la tarifa BT5F, la cual cuenta con doble discriminación horaria para usuarios residenciales.

La propuesta toma como referencia los métodos de cálculo de los sistemas y parámetros de medición de las opciones tarifarias BT2 y BT5F ya que estas dos opciones actualmente podrían ser usadas ante el incremento de demanda por electromovilidad.

Para la propuesta se considera como un concepto de facturación de cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes eléctricas de distribución en HP, tomando como referencia el método de cálculo del cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en HFP que se tiene en la opción tarifaria BT2

5.1.2. Propuesta de Opción Tarifaria 3 Energías BT5V

Respecto a la estructura de los cargos tarifarios para las opciones tarifarias de la “Norma de Opciones y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, se presenta la propuesta de opción tarifaria de tres energías (BT5V) considerando tres cargos, el primero para horas de punta, el segundo para horas media y el tercero para horas base. Tomando en cuenta los precios de energía en HP y ponderando los precios de energía en HFP en la barra equivalente de media tensión. En la Tabla 35 se detallan los sistemas y parámetros de medición y los conceptos de facturación con los que cuenta la opción tarifaria propuesta.

Tabla 35
Opción tarifaria BT5V

OPCIÓN TARIFARIA: BT5V	
Sistema y Parámetros de Medición	Medición de tres energías activas (3E) Energía: Punta, Media y Base
Conceptos de Facturación	<ul style="list-style-type: none"> a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas media. d) Cargo por energía activa en horas base. e) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta

Fuente: Elaboración Propia.

Los cargos tarifarios para la opción tarifaria propuesta se obtendrán según las fórmulas tarifarias siguientes:

5.1.2.1. Conceptos de Facturación de la Opción Tarifaria BT5V

- a) Cargo Fijo Mensual (S./mes): CFS
- b) Cargo por Energía Activa (S./kW.h)
 - b.1) En horas de punta = $X1 + X2$

$$X1 = PEMT \times PEBT \times PEPP$$

$$X2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTTP) / NHUBT$$

$$b.2) \text{ En horas media} = PEMT \times PEBT \times PEm + X3$$

$$b.3) \text{ En horas base} = PEMT \times PEBT \times PEb + X3$$

Donde:

$$X3 = (VMTFP \times PPBT + VBTFP) / NHUBT$$

$$PEm = PEFP * km$$

$$PEb = PEFP * kb$$

km: coeficiente de diferenciación horaria en hora media (para 11 horas)

kb: coeficiente de diferenciación horaria en hora base (para 8 horas)

Siendo: $PEm + PEb = PEFP$

c) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta (S/./kW-mes): $VBTTP \times FCPPBT$

Esta facturación es igual al producto del exceso de potencia para la remuneración del uso de las redes, por el cargo mensual por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. El exceso de potencia para la facturación del uso de las redes es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en HP menos la potencia a facturar en HFP para la remuneración de las redes de distribución, siempre y cuando sea positivo. En caso contrario será igual a cero.

5.1.2.2. *Uso de los coeficientes de discriminación horaria propuesta.* En primera instancia para el cálculo de los cargos por energía activa en horas media y base de la propuesta de opción tarifaria BT5V, se propone agregar dos coeficientes de discriminación horaria (km y kb), los cuales serán el resultado de la ponderación del total de horas conformadas por las actualmente conocidas como HFP, que son 19 horas; de los cuales, en la propuesta de triple discriminación horaria, 11 horas conforman las horas media y 8 horas conforman las horas base.

5.1.2.3. *Uso del NHUBT en la propuesta de opción tarifaria BT5V.* Para el cálculo de los cargos por energía activa en horas de punta de la opción tarifaria BT5V propuesta, se hará uso del parámetro NHUBT de la opción tarifaria BT5B, porque está destinada a los usuarios residenciales.

5.2. Condiciones específicas de aplicación de la opción tarifaria BT5V

5.2.1. Restricciones de utilización

Serán aplicados a los consumidores en general de baja tensión y que acrediten el uso de electromovilidad en su domicilio.

Para aplicar esta opción tarifaria, los VEs tendrán un régimen de recarga lenta en el modo 1 o 2 según la definición dada en la Resolución Ministerial N° 250-2019 (MINEM, 2019, pág. 18). Por tanto, esta opción tarifaria no se implementará para usuarios que cuenten con equipos de carga rápida.

5.2.2. Potencia conectada en usuarios:

Solo accederán a esta opción tarifaria aquellos usuarios residenciales con suministro en BT, con una demanda máxima mensual de hasta 10 kW monofásico y 20 kW trifásico en horas punta, media y base.

5.2.3. Facturación de energía activa:

a) Esta opción tarifaria toma en cuenta precios distintos en la facturación de la energía según si el consumo se efectúa en horas de punta, en horas media o en horas base.

b) Para registrar los consumos en horas punta, media y base, el usuario debe contar con un sistema de medición capaz de realizar mediciones de consumos en horarios diferenciados (medidor inteligente), estos equipos deben estar reconocidos en la resolución de fijación de los costos de conexión eléctrica (actualmente la Resolución 137-2019-OS/CD aprobada la para el periodo 2019-2023).

5.2.4. Facturación por exceso de potencia activa:

a) El exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en HP a partir de los consumos registradas. Que resulta de la diferencia entre la potencia a facturar en HP menos la potencia a facturar en HFP para el pago de las redes eléctricas de distribución, solo si el resultado es positivo según a lo indicado en el inciso 5.1.2.1-C.

b) La distribuidora debe incluir en la factura o recibo del usuario, informado si hubo exceso de potencia en base a los registros de las mediciones y comunicar al usuario la cantidad de veces en el que hubo excesos en el periodo de facturación.

c) Si existe exceso de potencia por más de dos meses consecutivos o dos alternados en un intervalo de seis meses, la distribuidora debe informar la situación al usuario en la facturación siguiente. Para la reclasificación de la opción tarifaria, la distribuidora incluirá una copia de la propuesta para modificar el contrato con una nueva opción tarifaria diferente a la BT5V que debe determinar considerando las características de consumo, hay un plazo de dos meses para la autorización del usuario para modificar o confirmar la opción tarifaria. Pasado el plazo y no haya elección de parte del usuario, y solamente si está estipulado en el contrato, procede el cambio a la

nueva opción tarifaria si los excesos de potencia continúan pasando los límites que se establecieron. Reclasificar la opción tarifaria no modifica facturaciones anteriores y estará válido por un intervalo de doce meses, pasado estos meses, el usuario estará en la posibilidad de realizar una solicitud a la distribuidora para un cambio de opción tarifaria en caso crea pertinente.

d) El exeso será aplicable si el resultado es positivo.

5.3. Cálculo de factores para los conceptos de facturación en energía

Tomando como referencia el sistema eléctrico Cusco, se aprecian los cargos tarifarios que comprenden la opción tarifaria BT5V propuesta, y sus respectivas tarifas para el pliego tarifario de febrero 2022. Asimismo, se muestran los parámetros medición con las fórmulas respectivas que nos ayudarán a calcular el importe total para cada concepto de facturación. En la Tabla 36, se muestran los cargos tarifarios para un sector típico 2, sin considerar el decuento FOSE ni MCTER.

Tabla 36

Tarifas de los conceptos de facturación para la opción tarifaria propuesta BT5V

	PROPUESTA DE OPCIÓN TARIFARIA BT5V	SIN FOSE
Cargo Fijo (S/.)	CFS	12.14
Cargo por energía activa en horas de punta (Ctm.S/./kW.h)	$PEMT*PEBT*PEPP + (PPMT*PPBT*PP + VMTTP*PPBT + VBTPP)/NHUBT$	84.34
Cargo por energía activa en horas media (Ctm.S/./kW.h)	$PEMT*PEBT*PEm + (VMTFP \times PPBT + VBTFP) / NHUBT$ $PEm=km*PEFP$	47.21
Cargo por energía activa en horas base (Ctm.S/./kW.h)	$PEMT*PEBT*PEb + (VMTFP \times PPBT + VBTFP) / NHUBT$ $PEb=kb*PEFP$	42.74
Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta	$VBTPP \times FCPPBT$	74.30

Fuente: Elaboración propia basado en el pliego tarifario PL0032 de Cusco, febrero 2022.

En las Tablas 37 y 38 se detallan los datos empleados para los cálculos, son:

Tabla 37*Parámetros de la Opción tarifaria BT5V*

Parámetros	PEMT	PEBT	PEPP	PPMT	PPBT	PP	VMTPP	VBTPP
Valores	1.0340	1.0851	29.824024	1.0519	1.1109	68.881383	22.437	86.901

Fuente: Elaboración propia.**Tabla 38***Parámetros de la Opción tarifaria BT5V -2*

Parámetros	NHUBT	PEFP	Km	Kb	FCPPBT	VBTFP	VMTFP
Valores	378	24.89666	0.58	0.42	0.855	89.202	25.816

Fuente: Elaboración propia.

En relación a la hipótesis específica 2: En base al análisis de la actual demanda del SEIN y las proyecciones de demanda que se adjuntaron en el capítulo IV, se aprecia que ante el incremento de demanda por electromovilidad, es necesario agregar un bloque horario donde la demanda es menor, es así que la opción tarifaria propuesta BT5V de 3 energías soluciona esta necesidad al dividir la HFP en dos: bloque base y bloque medio, siendo una rápida respuesta ante el evidente incremento que esta nueva demanda significará.

5.4. Normativa propuesta para la opción tarifaria BT5V

Para que la propuesta de opción tarifaria BT5V (tres energías) sea viable, se propone actualizar las siguientes normativas en algunas características mostradas a continuación.

5.4.1. “Norma de Opciones y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”

(Resolución N° 206-2013-OS/CD)

- La propuesta de opción tarifaria BT5V (tres energías), toma en cuenta tres bloques horarios de energía activa, uno para horas de punta, otro para horas media y el último para horas base.

Por lo expuesto, es necesario agregar las definiciones de Hora Media y Hora base en el Artículo 4°, modificando el concepto de Hora fuera de punta.

Artículo 4°.- Definiciones

“(…)

4.9 Horas de Punta, Horas Fuera de Punta, Horas Media y Horas Base

“(…)

a) Se entenderá por horas fuera de punta (HFP), al resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta (HP). Entendiéndose también como la suma de las Horas media y las Horas base.

b) Se entenderá por horas base (HB), las horas comprendidas entre 11.00 p.m hasta las 7.00 a.m.

c) Se entenderá por horas media (HM), al resto de horas no comprendidas en las horas de punta (HP) ni horas base (HB).

(…)”

4.14 Electromovilidad

La electromovilidad hace referencia al uso de vehículos eléctricos, los cuales comprenden lo vehículos 100% eléctricos, híbridos enchufables que incluyen vehículos de dos y tres ruedas, automóviles, camionetas comerciales ligeras, autobuses, camiones y otros.

- Se requiere incorporar la propuesta de opción tarifaria BT5V (tres energías) en la tabla del Artículo 5°, que describe las opciones tarifarias, los sistemas y parámetros de medición, así como los cargos de facturación.

Artículo 5°.- Opciones Tarifarias

“(…)”

En la Tabla 39 se detalla los cargos de facturación de baja tensión de la opción tarifaria propuesta.

Tabla 39*Cargos de facturación de baja tensión de la opción tarifaria BT5V*

Opción Tarifaria	Sistemas y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
Baja Tensión		
BT5V	Medición de tres energías activas (3E) Energía: Punta, Media y Base	a) Cargo fijo mensual
		b) Cargo energía activa en horas de punta
		c) Cargo por energía activa en horas media
		d) Cargo por energía activa en horas base
		e) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta

Fuente: Elaboración propia.

- En el Artículo 6°, se debe agregar las definiciones de los coeficientes de diferenciación horaria para el cálculo de los cargos tarifarios de la propuesta de opción tarifaria BT5V (Tres Energías).

Artículo 6°.- Definición de Parámetros

“(…)

6.2. Los cargos tarifarios para las distintas opciones tarifarias se obtendrán según las fórmulas tarifarias propuestas en la Tabla 40:

Tabla 40*Definición de los parámetros*

Parámetro	Definición
km	Coficiente de diferenciación horaria en hora media
kb	Coficiente de diferenciación horaria en hora base

Fuente: Elaboración propia.**6.2.16 Opción Tarifaria BT5V**

a) Cargo Fijo Mensual (S./mes): CFS

b) Cargo por Energía Activa (S/./kW.h)

b.1) En horas de punta = $X1 + X2$

$$X1 = PEMT \times PEBT \times PEPP$$

$$X2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTTP) / NHUBT$$

b.2) En horas media = $PEMT \times PEBT \times PEm + X3$

b.3) En horas base = $PEMT \times PEBT \times PEb + X3$

Donde:

$$X3 = (VMTFP \times PPBT + VBTFP) / NHUBT$$

$$PEm = PEFP * km$$

$$PEb = PEFP * kb$$

km: coeficiente de diferenciación horaria en hora media (para 11 horas)

kb: coeficiente de diferenciación horaria en hora base (para 8 horas)

Siendo: $PEm + PEb = PEFP$

c) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta (S/./kW–mes): $VBTTP \times FCPPBT$

(...)"

- En el numeral 7.1 de la Norma, referente a la elección de la opción tarifaria, se debe citar la opción tarifaria propuesta BT5V (Tres Energías).

Artículo 7°.- Elección de la Opción Tarifaria

“ 7.1 Los usuarios podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias descritas en el Capítulo “Opciones Tarifarias”, de la presente Norma, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria, independientemente de su potencia conectada y con las limitaciones establecidas en las condiciones específicas para las opciones tarifarias BT5A,

BT5B, BT5D, BT5E, BT6, BT7, BT8, BT5F y BT5V; dentro del nivel de tensión que le corresponda. La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.”

- Se debe indicar en un numeral las condiciones específicas de aplicación de la propuesta de opción tarifaria BT5V (Tres Energías).

“Artículo 25°.- Opciones Tarifarias BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT6 , BT5F y BT5V”

“(…)

25.7 Opción Tarifaria BT5V

a) Se aplica a los consumidores sujetos a la categoría general de bajo voltaje, que acrediten el uso de electromovilidad en su domicilio. Para la aplicación de esta opción tarifaria, los vehículos eléctricos tendrán un régimen de recarga lenta en el modo 1 o 2 según la definición dada en la Resolución Ministerial N° 250-2019. Por tanto, en esta opción tarifaria no se implementará para usuarios que cuenten con equipos de carga rápida.

b) Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios residenciales alimentados en BT, con una demanda máxima mensual de hasta 10 kW monofásico y 20 kW trifásico en horas punta, media y base.

c) Esta opción tarifaria considera precios diferenciados para la facturación de la energía según si esta se efectúa en horas de punta, en horas media o en horas base.

d) Para el registro de los consumos en horas punta, media y base, el usuario debe contar con un sistema de medición con capacidad para medir consumos por periodos horarios (medidor inteligente), estos equipos deben estar reconocidos en la resolución de fijación de los costos de conexión eléctrica.

e) El exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta a partir de los consumos registradas. Que resulta de la diferencia entre la potencia a facturar en horas de punta menos la potencia a facturar en horas fuera de punta para la remuneración de las redes de distribución, siempre y cuando sea positivo en el período de facturación.

f) La empresa distribuidora incluirá en la factura o recibo de electricidad del usuario, los excesos de potencia sobre la base de medición y comunicará al usuario el número de veces que se produjo dicho exceso durante el periodo de facturación.

g) En caso el exceso de potencia supere el límite establecido durante más de dos meses consecutivos o dos alternados en un periodo seis meses, el concesionario informará esta situación al usuario mediante la facturación inmediata siguiente. Para establecer la reclasificación de la opción tarifaria, la concesionaria adjuntará un ejemplar de la propuesta de modificación del contrato con la nueva opción tarifaria distinta a BT5V y determinada por la misma a partir de las características de consumo, dando un plazo de dos meses para que el usuario autorice la modificación o confirmación de la opción tarifaria. Efectuada dicha comunicación, a falta de elección por parte del usuario, y únicamente cuando el contrato lo estipule, procede la migración a la nueva opción tarifaria en caso los excesos de potencia continúen superando el límite establecido. La reclasificación no modificará las facturaciones anteriores. La reclasificación se mantendrá vigente por un periodo de doce meses. Transcurrido dicho período, el usuario podrá solicitar a la distribuidora la opción tarifaria que estime pertinente.

h) El exceso será aplicable solo cuando el resultado sea positivo.

(...)"

5.1.3. Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 137-2019-OS/CD

OSINERGMIN es el encargado de regular las Tarifas de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica. Por lo cual se debe agregar la nueva opción tarifaria B5TV (tres energías) en los cuadros presentados de los 4 anexos de esta resolución.

6. CAPÍTULO VI: COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LA OPCIÓN TARIFARIA PROPUESTA

6.1. Comparación de las opciones tarifarias

Como parte de la evaluación económica, se realiza una comparación de precios entre la nueva opción tarifaria propuesta y las seis opciones tarifarias que resultaron viables según el análisis realizado en la Tabla 13.

En el capítulo 4 inciso 4.1.4 se realizó un análisis de los precios resultantes para un usuario con electromovilidad, donde se observó que actualmente la opción tarifaria BT5F sería la más conveniente. Sin embargo, se aprecia que al poseer la opción tarifaria propuesta una triple discriminación horaria, la tarifa puede disminuir y resultar más atractiva para los usuarios, considerando un cargo por exceso de potencia en HP, que resulta beneficioso para las empresas distribuidoras, siendo técnicamente viable, puesto que ayuda a aplanar la curva de demanda eléctrica y evita el congestionamiento de las redes eléctricas.

Se realiza tres análisis para cada escenario de los bloques horarios propuesto en la tarifa BT5V, en base al consumo registrado de un usuario (ver Anexo 5) y de esta forma evaluar el beneficio que tiene la opción tarifaria con respecto a los usuarios y a las empresas concesionarias de distribución de energía.

Escenario 1: Considerando que el usuario carga su vehículo en el bloque horario base, se muestra la Tabla 41.

Tabla 41

Comparación de precios incluyendo la nueva opción tarifaria BT5V en horario base

Descripción de Cargos	Consumos a facturar	Unidad	Tarifa BT2		Tarifa BT3		Tarifa BT4		Tarifa BT5A		Tarifa BT5B		Tarifa BT5F		Tarifa BT5V	
			Precio Unitario	Importe (S/.)												
Cargo fijo (S/.)		(S/.)	13.25	13.25	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	4.29	4.29	12.14	12.14	12.14	12.14
Energía activa Mes (HP+HFP) (KWH)	202.80	(S./)(kWh)					0.3074	62.341			0.841	170.575				
Energía activa en HP (KWH)	30.00	(S./)(kWh)	0.351	10.530	0.351	10.530			2.272	68.169			1.301	39.03	0.84	25.30
Energía activa en HFP (KWH)	172.80	(S./)(kWh)	0.293	50.630	0.293	50.630			0.293	50.630			0.6034	104.268		
Energía activa en HM (KWH)	54.40	(S./)(kWh)							0.00	0.00	0.00	0.00			0.47	25.68
Energía activa en HB (KWH)	118.40	(S./)(kWh)							0.00	0.00	0.00	0.00			0.43	50.61
Potencia de generación en HP (KW)	0.69	(S./)(kW-Mes)	72.21	49.82												
Cliente PRESENTE EN PUNTA	3.700	(S./)(kW-Mes)			50.88	0.00	50.88	0.00								
Cliente PRESENTE EN FUERA DE PUNTA	3.700	(S./)(kW-Mes)			48.98	181.23	48.98	181.23								
Potencia de redes de distribución en HP (KW)	1.195	(S./)(kW-Mes)	100.33	119.89												
Cliente PRESENTE EN PUNTA	3.700	(S./)(kW-Mes)			97.44	0.00	97.44	0.00								
Cliente PRESENTE EN FUERA DE PUNTA	3.700	(S./)(kW-Mes)			94.72	350.46	94.72	350.46								
Exceso por potencia en HP o HFP (KW)	3.01	(S./)(kW-Mes)	73.79	222.11					91.16	274.392					74.30	0.00
Energía reactiva (KVARH)	-59.8	(S./)(kVARh)	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00								
			Total	466.24		604.99		606.17		405.33		174.87		155.44		113.73

Fuente: Elaboración Propia.

Se observa que el precio de la opción tarifaria propuesta BT5V resulta la menor en comparación con las seis opciones tarifarias existentes. Así mismo se aprecia que el precio más elevado se obtiene en la opción tarifaria BT4.

Escenario 2: Considerando que el usuario carga su vehículo en el bloque horario media, se muestra la Tabla 42.

Tabla 42

Comparación de precios incluyendo la nueva opción tarifaria BT5V en horario media

Descripción de Cargos	Consumos a facturar	Unidad	Tarifa BT2		Tarifa BT3		Tarifa BT4		Tarifa BT5A		Tarifa BT5B		Tarifa BT5F		Tarifa BT5V	
			Precio Unitario	Importe (S./.)												
Cargo fijo (S./.)		(S./.)	13.250	13.25	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	4.29	4.29	12.14	12.14	12.14	12.14
Energía activa Mes (HP+HFP) (KWH)	202.80	(S./.)(kWh)					0.3074	62.341			0.841 1	170.575				
Energía activa en HP (KWH)	30.00	(S./.)(kWh)	0.351	10.530	0.351	10.530			2.272	68.169			1.301	39.03	0.84	25.30
Energía activa en HFP (KWH)	172.80	(S./.)(kWh)	0.293	50.630	0.293	50.630			0.293	50.630			0.6034	104.268		
Energía activa en HM (KWH)	54.40	(S./.)(kWh)							0.00	0.00	0.00	0.00			0.47	80.64
Energía activa en HB (KWH)	118.40	(S./.)(kWh)							0.00	0.00	0.00	0.00			0.43	0.85
Potencia de generación en HP (KW)	0.69	(S./.)(kW-Mes)	72.210	49.82												
Cliente PRESENTE EN PUNTA	3.700	(S./.)(kW-Mes)			50.88	0.00	50.88	0.00								
Cliente PRESENTE EN FUERA DE PUNTA	3.700	(S./.)(kW-Mes)			48.98	181.23	48.98	181.23								
Potencia de redes de distribución en HP (KW)	1.195	(S./.)(kW-Mes)	100.330	119.89												
Cliente PRESENTE EN PUNTA	3.700	(S./.)(kW-Mes)			97.44	0.00	97.44	0.00								
Cliente PRESENTE EN FUERA DE PUNTA	3.700	(S./.)(kW-Mes)			94.72	350.46	94.72	350.46								
Exceso por potencia en HP o HFP (KW)	3.01	(S./.)(kW-Mes)	73.790	222.11					91.16	317.758					74.30	0.00
Energía reactiva (KVARH)	-59.8	(S./.)(kVARh)	0.050	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00								
			Total	466.24		604.99		606.17		448.70		174.87		155.44		118.93

Fuente: Elaboración propia.

Al no poseer triple discriminación horaria para las seis opciones tarifaras existentes, el precio resultante es el mismo que para el

escenario 1, sin embargo, para la opción tarifaria BT5V el precio varía y resulta menor en comparación a las ya mencionadas.

Escenario 3: Considerando que el usuario carga su vehículo en el bloque horario punta, se muestra la Tabla 43.

Tabla 43

Comparación de precios incluyendo la nueva opción tarifaria BT5V en horario punta

Descripción de Cargos	Consumos a facturar	Unidad	Tarifa BT2		Tarifa BT3		Tarifa BT4		Tarifa BT5A		Tarifa BT5B		Tarifa BT5F		Tarifa BT5V	
			Precio Unitario	Importe (S/.)												
Cargo fijo (S/.)		(S/.)	13.250	13.25	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	12.14	4.29	4.29	12.14	12.14	12.14	12.14
Energía activa Mes (HP+HFP) (KWH)	202.80	(S/.)/(kWh)					0.3074	62.341			0.841 1	170.575				
Energía activa en HP (KWH)	148.40	(S/.)/(kWh)	0.351	52.088	0.351	52.088			2.272	337.209			1.301	193.068	0.84	125.16
Energía activa en HFP (KWH)	54.40	(S/.)/(kWh)	0.293	15.939	0.293	15.939			0.293	15.939			0.6034	32.825		
Energía activa en HM (KWH)	52.40	(S/.)/(kWh)							0.00	0.00	0.00	0.00			0.47	24.74
Energía activa en HB (KWH)	2.00	(S/.)/(kWh)							0.00	0.00	0.00	0.00			0.43	0.85
Potencia de generación en HP (KW)	3.700	(S/.)/(kW-Mes)	72.210	267.18												
Cliente PRESENTE EN PUNTA	3.700	(S/.)/(kW-Mes)			50.88	0.00	50.88	0.00								
Cliente PRESENTE EN FUERA DE PUNTA	3.700	(S/.)/(kW-Mes)			48.98	181.23	48.98	181.23								
Potencia de redes de distribución en HP (KW)	3.700	(S/.)/(kW-Mes)	100.330	371.22												
Cliente PRESENTE EN PUNTA	3.700	(S/.)/(kW-Mes)			97.44	0.00	97.44	0.00								
Cliente PRESENTE EN FUERA DE PUNTA	3.700	(S/.)/(kW-Mes)			94.72	350.46	94.72	350.46								
Exceso por potencia en HP o HFP (KW)	-3.01	(S/.)/(kW-Mes)	73.790	0.00					91.16	0.00					74.30	223.64
Energía reactiva (KVARH)	-59.8	(S/.)/(kVARh)	0.050	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00								
Total				719.68		611.86		606.17		365.29		174.87		238.03		386.54

Fuente: Elaboración propia.

Para este último escenario, se aprecia el incremento de precios en las opciones tarifarias BT2, BT3, BT5A, BT5F y BT5V (opción tarifaria propuesta), debido a que estas opciones se encuentran dirigidas a un cierto horario de uso. Para las opciones tarifarias BT4 y BT5B, el precio resultante es el mismo ya que estas opciones tarifarias están dirigidas a usuarios que realizan consumos durante todo el día.

Cabe resaltar que la opción tarifaria propuesta resulta mayor en comparación a la BT5B (opción tarifaria con mayor número de usuarios actualmente), esto se debe a que esta opción tarifaria promueve que los usuarios no realicen la mayoría de sus consumos en el horario punta, puesto que, de ser el caso, el importe resultaría muy elevado y no sería conveniente permanecer en esta opción tarifaria.

Para un mejor análisis se realiza un resumen de precios detallados en la Tabla 44 para los tres escenarios evaluados.

Tabla 44

Comparación de precios de opciones tarifarias para los tres bloques horarios propuestos

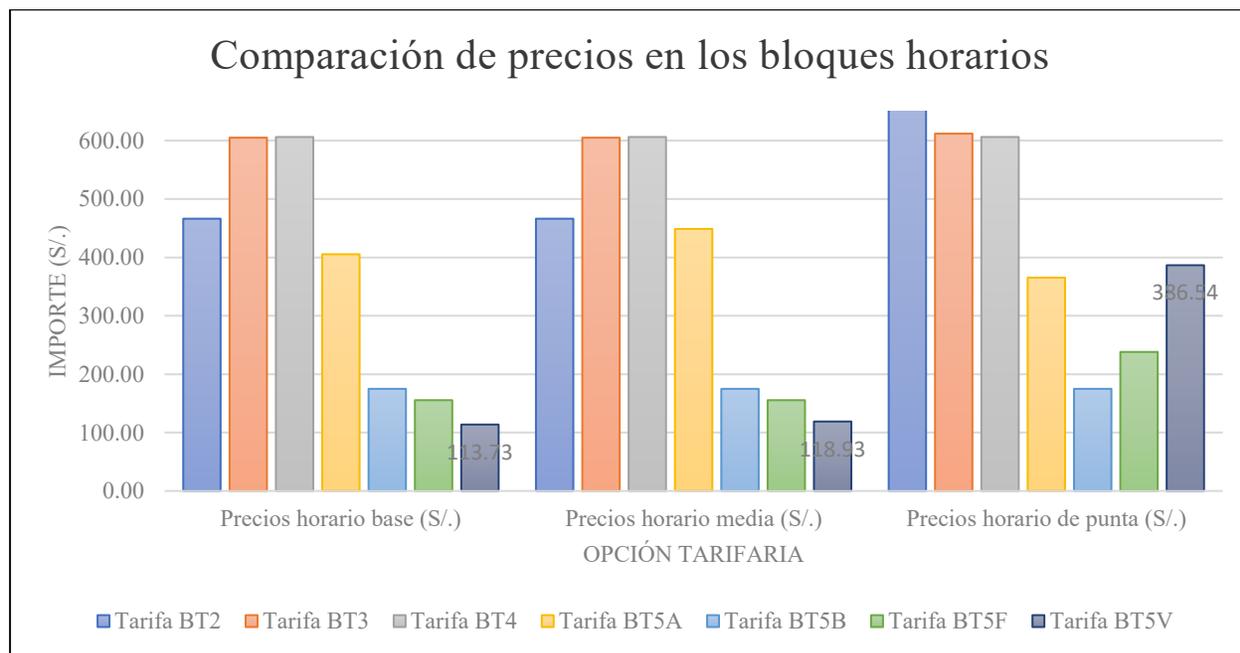
Bloques horarios	Tarifa BT2	Tarifa BT3	Tarifa BT4	Tarifa BT5A	Tarifa BT5B	Tarifa BT5F	Tarifa BT5V
Precios horario base (S/.)	466.24	604.99	606.17	405.33	174.87	155.44	113.73
Precios horario media (S/.)	466.24	604.99	606.17	448.70	174.87	155.44	118.93
Precios horario de punta (S/.)	719.68	611.86	606.17	365.29	174.87	238.03	386.54

Fuente: Elaboración propia.

De los valores detallados en la Tabla 44, en la Figura 36 se muestra un gráfico donde se realiza una comparación de precios para los tres bloques horarios propuestos.

Figura 36

Comparación de precios para los 3 escenarios



Fuente: Elaboración propia.

- La opción tarifaria propuesta, está destinada principalmente para la recarga de VEs en horario base, como se observa en la Tabla 44, esta resulta la mejor opción para este tipo de consumos, siendo beneficioso para el usuario.

- Al recargar su vehículo en el bloque horario de media, se observa como el precio incrementa en la opción tarifaria propuesta, debido a que para este bloque horario la tarifa es mayor, sin embargo, a pesar de poseer un incremento, sigue resultando la mejor opción en comparación de las otras opciones tarifarias.

- La mayor diferencia se aprecia en el bloque horario de punta, en el cual el precio de la opción tarifaria propuesta es mayor que la BT5B y BT5F, esto se debe a que cuenta con el cargo

de Exceso por potencia activa en HP, el cual resulta beneficioso para las empresas distribuidoras de energía.

6.2. Desarrollo de las electrolineras en el Perú

Robinson et al. (2022) y Garcia (2017) consideran que, dentro del mercado regulado, la opción tarifaria más adecuada para una electrolinera es la MT2. En ese sentido, se hace uso de esta opción tarifaria para calcular el precio referencial que un usuario debería pagar por kW.h en una electrolinera.

De lo mencionado, se detalla en la Tabla 45 los costos de inversión inicial y costos fijos, los mismos que se basan en la información que utilizan Robinson et al. (2022).

Tabla 45

Inversión inicial y costos fijos para una electrolinera con dos puntos de carga

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO	UNIDAD
1	INVERSIÓN INICIAL		
1.1	Compra de los cargadores	53,000.00	USD
1.2	Coste de instalación (50% Inversión)	26,500.00	USD
1.3	Costes de conexión	17,151.20	USD
	TOTAL COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL	96,651.20	USD
2	COSTOS FIJOS		
2.1	Mantenimiento de los puntos de carga	12,368.00	USD/AÑO
2.2	Costes operativos (Personal y otros, 10% Inversión)	-	USD/AÑO
	TOTAL COSTOS FIJOS ANUALES	12,368.00	USD/AÑO

Fuente: Robinson et al. (2022).

En la Tabla 46 se detallan las características con las que contará la electrolinera proyectada con dos puntos que pueden realizar una carga de hasta en modo 4, con la proyección de hasta 300 cargas al mes. Es así que, se proyecta que la energía total consumida en un mes es de 22,500 kW.h.

Tabla 46
Características de la electrolinera proyectada

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
1	Potencia por punto de carga (Basado en el modelo Terra HP high power charging UL – ABB)	150.00	kW AC/DC
2	Número de puntos de carga	2.00	UND
3	Potencia total de la Electrolinera	300.00	kW AC/DC
4	Factor de utilización de cargador	10.4%	
5	Horas de utilización al día (24 horas) por cargador	2.50	Horas
6	Tiempo de carga por vehículo – Carga rápida en modo 4 (30 minutos)	0.50	Horas
7	Cantidad proyectada de vehículos cargados al día por cargador	5.00	UND
8	Cantidad proyectada de vehículos cargados al mes (total de cargadores)	300.00	UND
9	Energía consumida por vehículo en cada carga	75.00	kW.h
10	Energía suministrada al día por punto de carga	375.00	kW.h/punto/ día
11	Energía suministrada total en electrolinera (al día)	750.00	kW.h/día
12	Energía suministrada total en electrolinera mensual	22,500.00	kW.h/mes

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 47, se hace uso de los conceptos de facturación correspondientes a la opción tarifaria MT2, teniendo como datos los mencionados en la Tabla 46, se calcula el importe promedio que deberá pagar la electrolinera a la concesionaria eléctrica por uso de las redes, siendo este importe S/. 41,966.52 considerando el IGV, tomando como referencia el pliego tarifario PL0032 de Cusco del mes de febrero 2022.

Tabla 47*Importe total por la energía utilizada en la electrolinera con la opción tarifaria MT2*

ITEM	OPCIÓN TARIFARIA MT2	PRECIO UNIT	UNIDAD	IMPORTE S/.
1	Cargo fijo	13.2500	S/.	13.25
2	Cargo por energía Activa en Punta	0.3235	S/./kW.h	7,278.75
3	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	69.8000	S/./kW-Mes	20,940.00
5	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	21.6200	S/./kW-Mes	6,486.00
6	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	22.1200	S/./kW-Mes	-
7	Cargo por energía reactiva >30% activa	0.0501	S/./kVAR.h	-
8	Alumbrado Público	0.7454	S/.	819.94
9	Cargo por mantenimiento y Reposición	26.91	S/.	26.91
TOTAL RECIBO MENSUAL				35,564.85
TOTAL RECIBO MENSUAL CON IGV				41,966.52

Fuente: Elaboración propia basado en el pliego tarifario PL0032 de Cusco, febrero 2022.

Tomando como referencia los datos obtenidos en las Tablas 45, 46 y 47, se calcula el precio de venta de energía para un usuario con un VE que hace una recarga rápida en la electrolinera proyectada mostrado en la Tabla 48, siendo este precio de 2.40 S/./kW.h.

Tabla 48*Resumen de precio de energía en una electrolinera*

DESCRIPCIÓN	IMPORTE	UNIDAD
Tasa de Cambio del Dólar a Soles (TC)	3.80	S/.
Recuperación de costos de inversión mensual en 10 años (120 Meses)	3,060.62	S/./Mes
Costos fijos mensuales	3,916.53	S/./Mes
Costos por utilización de energía mensual (Recibo mensual)	41,966.52	S/./Mes
IMPORTE TOTAL	48,943.68	S/./mes
IMPORTE TOTAL + MARGEN DE GANANCIA MÍNIMO (10%)	53,838.05	S/./mes
IMPORTE TOTAL POR CARGA DE UN VEHÍCULO	179.46	Soles
PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA PARA EL USUARIO DEL VE	2.40	S/./kW.h

Fuente: Elaboración propia.

6.3. Comparación de costos entre vehículo a combustión y VE

En la Tabla 49 se realiza una comparación de precios entre el vehículo a combustión Hyundai Elantra y el VE Hyundai IONIQ eléctrico (para recarga domiciliaria y recarga en electrolinera).

Tabla 49
Comparación de precios

MODELO	VEHÍCULO GASOLINA	VEHÍCULO ELÉCTRICO			
		Recarga domiciliaria (opción tarifaria BT5V)			RECARGA EN ELECTROLINERA
		Bloque Base	Bloque Media	Bloque Punta	
Recorrido Diario (km)	40	40	40	40	40
Costo comercial del vehículo (USD)	20,890	38,540	38,540	38,540	38,540
Valor por unidad de medida	17.18 S/. por galón	0.4274 S/./kW.h	0.4721 S/./kW.h	0.8434 S/./kW.h	2.40 S/./kW.h
Capacidad completa	50 L = 13.21gl	34.8 kw.h	34.8 kw.h	34.8 kw.h	34.8 kw.h
Autonomía (km)	475	311	311	311	311
Valor de Capacidad Completa (S/.)	226.95	14.87	16.43	29.35	83.52
Costo de recorrer un kilómetro (S/.)	0.48	0.048	0.053	0.094	0.27
Costo de recorrido diario (S/.)	19.11	1.91	2.11	3.78	10.74
Costo de recorrido mensual (S/.)	573.35	57.39	63.39	113.25	322.26
Costo de recorrido anual 365 días (S/.)	6,975.73	698.24	771.27	1,377.86	3,920.88

Fuente: Propia basada en la ficha técnica de Hyundai (2022) y precios de combustible de OSINERGMIN (2022), ver Anexo 7.

Se consideran las tres tarifas en bloques horario de base, media y punta; sin embargo, el análisis se realiza con la tarifa en bloque horario base, entendiendo que el usuario carga su vehículo en ese bloque horario. Es así que el costo de recorrer un km para un VE que se recarga en el domicilio, resulta menor al costo de un vehículo a combustión, siendo este 10% del costo de recorrer un km con un vehículo a combustión; por otro lado, si un usuario realiza una recarga rápida en una electrolinera, el costo por recorrer un km de un VE aumenta, siendo este el 56.28% del costo de recorrer un km con un vehículo a combustión.

De antes mencionado, se verifica que el precio la recarga de un VE en una electrolinera sigue resultando menor al de un vehículo a combustión; sin embargo, se debe considerar que como actualmente cada grifo posee un precio de venta libre, lo mismo sucederá en las electrolineras, cada dueño elegirá el precio de recarga y ofrecerá un tarifario por horas de uso. Por otro lado, como advierte Tomaszewska et al. (2019), se debe tomar en cuenta que, para el caso de la carga rápida, el aumento de la temperatura debido al calor generado, producen una degradación acelerada en las baterías reduciendo así su vida útil, por lo que se deberá cambiar de baterías en un menor tiempo, disminuyendo la rentabilidad del VE, por lo que la recarga en las electrolineras deberá ser esporádica y eventual.

En relación a la hipótesis específica 3: Se verifica que las principales normas que deben ser adaptadas para la propuesta de opción tarifaria BT5V son la “Norma de condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final” y la “Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 137-2019-OS/CD” donde se Fijan las Tarifas de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica, siendo detalladas en el capítulo V. Por otro lado, en referencia a la comparación de precios para un usuario que haga uso de la electromovilidad, se observa que la opción tarifaria propuesta resulta más rentable al poseer tres tarifas en energía activa y al estar pensada para este tipo de demanda.

7. CAPÍTULO VII: DISCUSIÓN DE RESULTADOS

De la comparación realizada entre las doce opciones tarifarias del pliego tarifario actual se obtiene que solo seis de estas son viables para una demanda generada por electromovilidad, de las cuales se observa que la más rentable es la opción tarifaria BT5F (publicada el 13 de julio del 2021), puesto que cuenta con doble discriminación horaria y está pensado para usuarios residenciales. Por lo cual se difiere con García (2017) y Carbajal & Acosta (2021) que manifiestan que la opción tarifaria más viable es la BT2, puesto que el análisis realizado en la investigación hecha por García (2017) considera una gran demanda, que no corresponde al consumo de un usuario con uso residencial. Por otro lado, en la investigación realizada por Carbajal & Acosta (2021), solo se considera la demanda por recarga de VEs, sin considerar que en la facturación total se incluirá la demanda por consumo residencial.

Por otro lado, se realizó un análisis a nivel internacional, considerando a nueve países que actualmente cuentan con triple discriminación horaria que sirve de referencia para la propuesta realizada, es así que se puede aplicar una opción tarifaria similar en el Perú para la demanda por electromovilidad. Por lo expresado, se coincide con Calle & Cañizares (2019) que consideran que cada país posee diversos criterios para fijar sus opciones tarifarias, recalando que en muchos países estas opciones tuvieron resultados positivos y que al igual que en Ecuador, en el Perú se puede solucionar problemas generales al incrementar la demanda de consumo en bloque horario base para que disminuya la demanda en bloque horario punta, beneficiando técnica y económicamente al mercado eléctrico. Adicionalmente se considera acertada la propuesta realizada por García (2017), quien considera necesario incluir un tercer periodo para la recarga de VEs, basado en modelos tarifarios de otros países, que ya cuentan con este tercer bloque horario.

Después de realizar una proyección de la demanda total del SEIN para el año 2030, se observa que la demanda aumenta a 9,044.05 MW, eso significa un aumento de 1,634.85 MW que representa un 22.07 % de la demanda máxima registrada en el mes de febrero. Adicionalmente se obtiene que el ingreso de demanda por electromovilidad proyectado al 2030 es de 532.46 MW; en base a estos valores obtenidos, se realizó un análisis en tres escenarios para determinar en qué horario la recarga de vehículos será ideal para que la curva de demanda no se vea afectada con el horario habitual de consumo de los usuarios (en la HP), así mismo, se observa que para los meses analizados (enero, febrero, marzo y abril), las horas de máxima demanda se presentan dentro del horario fuera de punta, evidenciando la necesidad de incluir un nuevo bloque horario que deberá ser de 11.00 p.m. a 7.00 a.m., lo cual ayudará a aplanar la curva de demanda, pues se obtiene un factor de carga de 0.94. Por lo cual se coincide con Carbajal & Acosta (2021), García (2017) Vera y Puma (2019) y Vilcachagua (2013) en que para la recarga de VEs se debe agregar un bloque horario por la madrugada; sin embargo, en algunos casos diferimos respecto al horario que proponen, según los resultados expresados en el desarrollo de la presente investigación.

En base al diagnóstico realizado, se propone un nuevo modelo de opción tarifaria que es llamada BT5V la cual será destinada a usuarios que acrediten hacer uso de la electromovilidad, por lo cual se difiere con Carbajal & Acosta (2021) quienes no mencionan la necesidad de crear una nueva opción tarifaria, sino intentan encajar una opción tarifaria existente en base al estudio que realizan; por otro lado, se coincide con García (2017) quien también resalta la idea de crear una nueva opción tarifaria (BT2H) a la que se le agregan nuevos cargos tarifarios que las opciones actuales no tienen, sin embargo, indica que no será destinada exclusivamente a usuarios que cuenten con electromovilidad.

La opción tarifaria propuesta cuenta con triple discriminación horaria, la cual divide el horario fuera de punta en dos, obteniendo dos nuevos bloques horarios llamados base (de 11.00 p.m. hasta las 7.00 a.m.) y media (resto de las horas). Por lo cual se coincide con García (2017), en que el tercer bloque horario debe comenzar a las 11 p.m., es decir acabado el bloque horario de punta; sin embargo, se difiere en que este tercer bloque culmine a las 6.00 a.m. puesto que, según el estudio realizado, la curva de demanda comienza a incrementarse a partir de las 7 a.m.

Dentro de los cargos tarifarios de la nueva opción, se incluyen el cargo fijo mensual, los conceptos por energía activa para cada bloque horario (punta, media y base) y el cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta, los cuales se toma como referencia los métodos de cálculo de los sistemas y parámetros de medición de las opciones tarifarias BT2 y BT5F, por lo que se difiere parcialmente con García (2017), que solo toma de referencia a la opción tarifaria BT2 para realizar el método de cálculo de su propuesta llamada BT2H que cuenta con los siguientes cargos tarifarios: cargo fijo mensual, cargo por energía activa (en horas punta, horas intermedia y horas valle), cargo por potencia activa para facturación de la potencia activa de generación en horas de punta, cargo por potencia activa para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta, cargo por exceso de potencia activa por uso de redes de distribución en horas fuera de punta y cargo por energía reactiva.

Al realizar la propuesta se evalúan las diferentes normas existentes en el sector eléctrico correspondiente a tarifación, de las cuales, será necesario modificar principalmente:

- La “Norma de Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final” en sus artículos 4 (definiciones de los bloques horarios y electromovilidad), 5 (ingreso de la nueva opción tarifaria BT5V en la tabla de opciones tarifarias), 6 (incorporación de los coeficientes de diferenciación horaria y cálculo de los cargos tarifarios de la opción tarifaria propuesta BT5V), 7 (inclusión de la

opción tarifaria BT5V dentro del listado de opciones tarifarias que los usuarios pueden elegir libremente) y 25 (se da conocer las condiciones específicas de aplicación de la opción tarifaria propuesta BT5V).

- La “Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 137-2019-OS/CD” donde se fijan las Tarifas de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica, donde se debe agregar la nueva opción tarifaria dentro de los cuatro cuadros presentados en los anexos de la resolución.

En base a las características de consumo de un usuario con una energía aproximada al promedio de consumo de usuarios residenciales con electromovilidad que es de 228.3 kW.h, se realizó una comparación de precios entre la opción tarifaria BT5V y las seis opciones que resultaron viables ante el incremento de demanda por electromovilidad, por lo cual se difiere con García (2017) quien indica que solo la tarifa BT2 es viable ante el incremento de demanda por electromovilidad.

Haciendo uso del pliego tarifario del mes de febrero de 2022, se observa que la opción tarifaria propuesta BT5V obtuvo un importe total de S/.113.73 si el usuario realiza su recarga en el bloque horario base, siendo la más rentable para el usuario al poseer el importe más bajo, así mismo, considera el cargo por exceso de potencia en HP que beneficia a las empresas distribuidoras, cuando se registra un consumo mayor en el bloque horario punta, resultando para esta simulación un importe de S/. 386.54. Por lo cual se difiere con García (2017) quien para realizar su comparación, considera una demanda de energía de 6,800 kW.h, obteniendo un importe de S/. 86,240.91 para la opción tarifaria que propone. Resultando la tarifa de sus cargos de energía activa en horas punta, horas intermedia y horas valle los montos de 20.26, 14.14 y 5.45 ctm. S/./kW.h, respectivamente.

Para evidenciar de mejor forma lo rentable que resulta la opción tarifaria propuesta, se realizó una tabla comparativa en la cual se observa el costo de recorrido por un kilómetro de un vehículo a combustión y de uno eléctrico siendo recargado tanto en el domicilio como en una electrolinera, teniendo como resultado que el costo de recorrer un kilómetro con un VE es solamente el 10% del costo de recorrer un kilómetro con un vehículo a combustión y que, si un usuario realiza una recarga rápida en una electrolinera, el costo por recorrer un kilómetro de un VE aumenta, siendo este el 56.28% del costo de recorrer un kilómetro con un vehículo a combustión. Por lo cual se difiere con Vera y Puma (2019) quienes realizaron la comparación con la opción tarifaria BT5B, obteniendo como resultado que el costo de recorrer un kilómetro con un VE es 28.05% respecto a un vehículo a combustión. Así mismo se difiere con Carbajal & Acosta (2021) quienes realizaron la comparación con las opciones tarifarias BT5A y BT2, obteniendo como resultado que para la opción tarifaria BT5A el costo de recorrer un kilómetro con un VE es de 49.68% respecto a un vehículo de combustión; y para la opción tarifaria BT2 es de 33.75%.

Por otra parte, se coincide con la investigación realizada por García (2017) quien considera una opción tarifaria con triple discriminación horaria, y que el costo por recorrido de un kilómetro con un VE con la tarifa BT2H es de 4.95% del costo de recorrerlo con un vehículo a combustión, recalando que el precio del combustible en ese momento era practicante la mitad del precio actual, demostrando así la necesidad de contar con una opción tarifaria que posea triple discriminación horaria.

CONCLUSIONES

Conclusión General

La inclusión de la electromovilidad en el mercado eléctrico peruano significa un incremento en la demanda que modifica la curva de demanda, traduciéndose en un posible congestionamiento de las redes eléctricas, dependiendo del horario en la que se realice la recarga. Para lo cual, en la presente investigación, se logró proponer un modelo de opción tarifaria llamada BT5V que incluye conceptos tarifarios para la demanda por electromovilidad, adaptable en el mercado eléctrico peruano, que direccionan a los usuarios a realizar su recarga dentro de los horarios de menor demanda.

Conclusiones Específicas

1. Del diagnóstico realizado para las doce opciones tarifarias del pliego tarifario actual y sus conceptos de facturación, se obtiene que seis opciones son viables ante un incremento de demanda por electromovilidad, siendo la más rentable la opción tarifaria BT5F ya que cuenta con conceptos de energía activa para doble discriminación horaria y está pensado para usuarios residenciales.

Haciendo un análisis a nivel internacional se concluye que en el Perú se puede aplicar una opción tarifaria similar a otros países que ya cuentan con conceptos de facturación para la demanda por electromovilidad, ya que al realizar una proyección de la demanda total del SEIN para el año 2030, se observa que la demanda se incrementará en un 22.07 % de la demanda máxima registrada en los meses evaluados del año 2022, así mismo la demanda por electromovilidad proyectado al 2030 es de 532.46 MW, alterando la curva de demanda. En la investigación realizada se determina que se debe incluir un nuevo bloque horario de 11.00 p.m. a 7.00 a.m., lo cual ayudará a aplanar la curva de demanda, obteniéndose un factor de carga de 0.94.

2. Al determina el nuevo modelo de opción tarifaria BT5V que cuenta con triple discriminación horaria, la cual será destinada a usuarios que acrediten hacer uso de la electromovilidad, proponiendo que el horario fuera de punta se divida en dos, hora base (de 11.00 p.m hasta las 7.00 a.m.) y hora media (resto de las horas).

Dentro del nuevo modelo de opción tarifaria BT5V, los cargos tarifarios son tomados como referencia de los métodos de cálculo de los sistemas y parámetros de medición de las opciones tarifarias BT2 y BT5F, los cuales serán: cargo fijo mensual, conceptos por energía activa para cada bloque horario (punta, media y base) y el cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.

3. Se determinó que el consumo promedio de un usuario residencial con electromovilidad que es de 228.3 kW.h. Haciendo uso del pliego tarifario correspondiente al mes de febrero de 2022 y si el usuario realiza su recarga en el bloque horario base, con la opción tarifaria BT5V se obtiene un importe total de S/.113.73 sin considerar FOSE ni MCTER, siendo la más rentable para el usuario, asimismo, cuando se registra un consumo mayor en el bloque horario punta, la opción tarifaria BT5V considera el cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta que beneficia a las empresas distribuidoras, resultando un importe de S/. 386.54 si la recarga se realiza en este bloque horario.

Es así que al hacer uso de la opción tarifaria BT5V, el costo de recorrer un kilómetro con un vehículo eléctrico es únicamente el 10% del costo de recorrerlo con un vehículo a combustión.

Para incorporar la opción tarifaria BT5V al mercado eléctrico regulado del Perú, se deben modificar principalmente: La norma de “Condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final” y la “Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 137-2019-OS/CD” (donde se Fijan las Tarifas de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica).

RECOMENDACIONES

Actualmente existen seis opciones tarifarias que pueden ser implementadas para el uso de la electromovilidad, según la demanda y tipo de consumo que posea cada usuario, se recomienda las opciones: BT2, BT3, BT4, BT5A, BT5B y BT5F. Al no existir una opción tarifaria destinada exclusivamente a la electromovilidad en el actual modelo tarifario peruano, se recomienda el uso momentáneo de la opción tarifaria BT5F, puesto que cuenta con doble discriminación horaria y está pensando para uso residencial, hasta que se cree un nuevo modelo de opción tarifa destinada a la electromovilidad, similar a la opción tarifaria propuesta BT5V.

Se recomienda un análisis de los precios en barra de la energía para tres bloques horarios, y así calcular los conceptos por energía activa para cada bloque desde ese punto.

Es un estudio pendiente lo relacionado al análisis de las horas que conforman los bloques horarios, puesto que se observa que actualmente la máxima demanda se encuentra en horario fuera de punta, y se considera que en base a un estudio de demanda se podría redefinir los horarios de la hora punta.

Se recomienda que el gobierno pueda implementar incentivos y normas técnicas para la electromovilidad en el país y de esta forma aumentar la compra de estos vehículos ayudando al medio ambiente.

REFERENCIAS

- AES El Salvador. (9 de Agosto de 2022). *AES y Blink Charging establecen alianza para impulsar la electromovilidad en El Salvador*. Obtenido de <https://www.aes-elsalvador.com/es/aes-y-blink-charging-establecen-alianza-para-impulsar-la-electromovilidad-en-el-salvador>
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (16 de enero de 2020). *Tarifa branca - Brasil*. Obtenido de <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tarifa-branca>
- Aliaga, R. (2008). *Optimización de costos en la facturación eléctrica aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una correcta aplicación del marco regulatorio y la ley de concesiones eléctricas y su reglamento. DL 25844 – DS 093-2003*. Universidad Nacional de Ingeniería. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.14076/998>
- Álvarez Jara, E. A., & Miranda Seminario, L. B. (2015). *Influencia del comercializador de energía en la reducción de las tarifas eléctricas*. Universidad Nacional Del Santa. Obtenido de <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/2645>
- Álvaro, R., & Menéndez, J. (2021). *Fomento de la movilidad eléctrica de pasajeros. El caso de la CAPV*. Cuadernos Orkestra.
- Amadoz, S. (12 de julio de 2021). *La autonomía real de los coches eléctricos: 21 modelos a prueba*. Obtenido de EM "El Motor": <https://motor.elpais.com/coches-electricos/autonomia-real-coches-electricos/>
- Aragon, N. (2012). *Evaluación de la sostenibilidad de la movilidad eléctrica urbana a través de un modelo MIVES*. Universidad Politécnica de Cataluña. Obtenido de <http://hdl.handle.net/2099.1/19243>
- ARCERNNR. (8 de Marzo de 2021). Resolución Nro. ARCERNNR-003/2021 "Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica de Enero a Diciembre 2021". *Registro Oficial Organo De LA República De Ecuador*.
- ARESEP. (Febrero de 2022). *Tarifas vigentes electricidad*. Recuperado el 06 de febrero de 2022, de <https://aresep.go.cr/electricidad/tarifas>

- Autocosmos. (enero de 2022). *Hyundai Elantra*. Recuperado el 15 de junio de 2022, de <https://www.autocosmos.com.pe/catalogo/2022/hyundai/elantra/16l-comfort/164970#especificaciones>
- Bazante, W. A. (2020). *Proceso de Implementación de la Electromovilidad para una Flota Pequeña de Vehículos MI en Guayaquil*. Universidad Internacional del Ecuador. Obtenido de <https://repositorio.uide.edu.ec/handle/37000/4390>
- Bernaldo de Quirós, I. (2018). *Ventajas e inconvenientes del vehículo eléctrico: comparación con el coche de combustión*. Universidad Pontificia Comillas. Obtenido de <http://hdl.handle.net/11531/18630>
- Biroom, R., Abdollahi, Z., & Hadidi, R. (2019). Effect of Tariff on Optimal Electric Vehicle Connection to the Grid in Residential Sector. *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, (págs. 1-6). Detroit. doi:10.1109/ITEC.2019.8790447
- Calderon, R. (2018). *Condiciones para la aplicación del mercado libre de electricidad para la reducción de la facturación de las tarifas eléctricas en las plantas de producción de hielo*. Universidad Nacional del Santa. Obtenido de <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3121>
- Calle, S. D., & Cañizares, C. O. (2019). *Propuesta de mecanismos de inclusión de vehículos eléctricos en el sector residencial y esquemas de tarificación horaria en el sector industrial en Ecuador*. Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20138>
- Carbajal, V. M., & Acosta, A. S. (2021). *La electromovilidad su efecto en el mercado de energía del Perú*. Universidad Nacional del Santa. Obtenido de <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3742>
- Chapman, S. J. (2012). *Máquinas Eléctricas* (5a ed.). Macgraw-Hill Interamericana.
- CNEE. (2022). *Pliegos tarifarios Guatemala*. Recuperado el 12 de febrero de 2022, de <https://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>
- COES. (24 de marzo de 2022). *Plan de Transmisión 2023 - 2032*. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTH>

- Cuno, D. (2020). *Factibilidad técnica y económica para la conversión de vehículos en la región Arequipa, consideraciones para la normalización de la movilidad eléctrica*. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12773/12537>
- Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, M. A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Economicos del Sector Eléctrico Peruano* (1a ed.). Grapex Perú S.R.L.
- Dávila, M. A., Trujillo, C. L., & Gaona, E. E. (2019). A Schedule Algorithm to Manage Electric Vehicle Battery Charger Demand in a Variable Pricing Scheme. *Scielo Información tecnológica* , 30(4), 135-146. doi:<http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642019000400135>
- EEGSA. (s.f.). *Información de tarifas Guatemala*. Recuperado el 13 de febero de 2022, de <https://eegsa.com/factura-eegsa-2/calculadora-de-facturas/informacion-de-tarifas/>
- ENDESA. (s.f.). *Tarifa One Luz 3 Periodos de España*. Recuperado el 13 de febrero de 2022, de ENDESA: <https://www.endesa.com/es/luz-y-gas/luz/one/tarifa-one-luz-3periodos>
- ENEL. (2021). *Tarifas de suministro eléctrico flexibles de Chile*. Recuperado el 10 de enero de 2022, de <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/es/personas/informacion-de-utilidad/tarifas-y-reglamentos/tarifas/tarifas-hist%C3%B3ricas/tarifas-de-suministro-flexibles/Tarifas%20Flexibles%20Reguladas%20y%20empalmes%20provisorios%20-%20Diciembre%202021.pdf>
- Fuguen, H. (30 de junio de 2015). Las redes inteligentes y su interacción con los procesos de transformación de movilidad: bus eléctrico. *Desarrollo tecnológico e innovación empresarial*, 1(4), 6-10. Obtenido de <https://colinnovacion.com/publicaciones/revista/desarrollo-tecnologico-e-innovacion-empresarial-edicion-4-volumen-1/>
- García, F. (2017). *Propuesta para determinar la tarifa destinada a vehículos eléctricos en el sistema regulatorio peruano*. Universidad Nacional de Ingeniería. Obtenido de <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/8224>

- García, N. (2019). *Electromovilidad Tendencias y experiencia nacional e internacional*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Obtenido de https://www.bcn.cl/asesoriasparlamentarias/detalle_documento.html?id=74702
- Gonzales, W. (2018). *Estudio del accionamiento electromecánico basado en el control vectorial de un motor síncrono de imanes permanentes superficiales de 376W para una máquina hiladora de fibra de alpaca en el contexto andino rural del Perú*. Universidad Politecnica de Valencia. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10251/147059>
- Hernández, D. A., & Rueda, J. D. (2020). *Diseño de un sistema de mejora de autonomía para un vehículo eléctrico*. Fundación Universidad de América. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.11839/7896>
- Hernández, R., & Mendoza, C. (2018). *Metodología de la investigación: las rutas: cuantitativa, cualitativa y mixta*. México: Mc Graw Hill educación.
- Hidalgo, F. (2018). *Uso de técnicas estadísticas para determinar la proyección de las ventas de energía eléctrica del sistema interconectado nacional*. Obtenido de <http://repositorio.unfv.edu.pe/handle/UNFV/2511>
- Isla, L., Sinlga, M., Rodríguez Porcel, M., & Granada, I. (Marzo de 2019). *Análisis de tecnología, industria y mercado para vehículos eléctricos en América Latina y el Caribe*. doi:<http://dx.doi.org/10.18235/0001638>
- Jiménez, D. (2019). *Tendencias Futuras de la Movilidad Eléctrica mediante Método Delphi*. Obtenido de <https://hdl.handle.net/10953.1/14004>
- López, G., & Galarza, S. (2016). *Movilidad Eléctrica oportunidades para Latinoamérica*. Centro Mario Molina Chile. Euroclima. Obtenido de https://movelatam.org/Movilidad%20eléctrica_%20Oportunidades%20para%20AL.pdf
- LuceGas By Selectra. (02 de enero de 2022). *F1, F2, F3: cosa sono le fasce di consumo di energia elettrica?* Obtenido de <https://luce-gas.it/guida/contatore/luce/fasce-orarie>

- MINAE. (02 de Enero de 2019). *Plan nacional de transporte eléctrico 2018-2030 de Costa Rica*. Obtenido de <https://sepse.go.cr/documentos/PlanTranspElect.pdf>
- MINEM. (enero de 2011). *Guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica a usuarios finales en baja tensión*. Obtenido de <http://www.minem.gob.pe/archivos/prepublicacion-z4wn17w0x26z77784cz.PDF>
- MINEM. (28 de agosto de 2019). RM N° 250-2019-MINEM/DM “Disposiciones para facilitar el desarrollo del mercado de vehículos eléctricos e híbridos y su infraestructura de Abastecimiento”. *Diario Oficial El Peruano*.
- MINEM. (22 de agosto de 2020). Vehículos eléctricos podrán ser recargados también en grifos, estaciones de servicio y estacionamientos particulares. *Diario Oficial El Peruano*.
- Ministerio de Economía Chile. (05 de Febrero de 2007). DFL 4/20018 "Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de Ley N° 1, de minería, de 1982, Ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica". *Diario Oficial de la República de Chile*.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (23 de Mayo de 2011). Real Decreto 647/2011 "regulación de los gestores de cargas del sistema como sujetos que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de los vehículos eléctricos". *Boletín Oficial Del Estado*, págs. 51098-51113.
- Montaluiza, C. V., & Tapia, L. (2006). Estudio de los resultados obtenidos de la medición electrónica en los alimentadores primarios de la red de distribución de la EEQSA. *Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (FIEE)*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/9852>
- Morón, S. M. (2021). *Determinación de la configuración básica para el diseño del sistema motriz de un omnibus eléctrico para Corredor de Lima Metropolitana*. Pontificia Universidad Católica Del Perú Facultad de Ciencias e Ingeniería. Obtenido de <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/18320>
- MTC. (2018). *Boletín estadístico II 2018*. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/mtc/informes-publicaciones/344749-estadistica-boletin-estadistico-del-mtc>

- MTC. (2021). *Boletín estadístico segundo semestre 2021*. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/mtc/informes-publicaciones/344749-estadistica-boletin-estadistico-del-mtc>
- Murillo, J. M., & Rivera, W. I. (2016). *Incidencia de la reducción de la tarifa eléctrica en los costos de producción de las MIPYME del sector panificación del municipio de Estelí, año 2015*. Universidad Nacional Autónoma De Nicaragua Managua. Obtenido de <http://repositorio.unan.edu.ni/id/eprint/1976>
- NewsAuto. (02 de septiembre de 2020). *Quanto costa ricaricare un'auto elettrica (consumi e costo energia)*. Obtenido de <https://www.newsauto.it/guide/auto-elettrica-quanto-costa-ricaricare-e-quanto-consuma-costo-corrente-energia-elettrica-ev-2020-243194/#foto-31>
- Ocegueda, C. (2004). *Metodología de la investigación. Métodos, técnicas y estructuración de trabajos académicos* (2da ed.). Edición de la autora.
- OLADE. (2018). *Vehículos eléctricos en Guatemala Análisis de impacto y propuesta de implementación*. Organización Latinoamericana de Energía. Obtenido de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0413.pdf>
- ONU. (2018). *Movilidad eléctrica: avances en América Latina Y El Caribe y oportunidades para la colaboración regional*. ONU Medio Ambiente. Obtenido de <https://movelatam.org/wp-content/uploads/2019/06/MOVE-Regional-Report-2018-ES.pdf>
- ONU. (2021). *Movilidad eléctrica avances en América Latina y El Caribe 4ta edición*. Movelatam. Obtenido de <https://movelatam.org/4ta-edicion/>
- Ortiz, M. (2017). *Control de Motores de Reluctancia Conmutada para Propulsión en Vehículos Eléctricos*. Universidad de los Andes. Obtenido de <http://hdl.handle.net/1992/13950>
- OSINERGMIN. (14 de Octubre de 2013). R.C.D. N° 206-2013-OS/CD "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final". *Diario Oficial El Peruano*.

- OSINERGMIN. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país* (1a ed.). (J. Tamayo, J. Salvador, A. Velazquez, & C. Vilches, Edits.) Obtenido de OSINERGMIN.
- OSINERGMIN. (13 de Julio de 2021). RCD N° 179-2021-OS/CD modifica la norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”. *Diario Oficial El Peruano*.
- OSINERGMIN. (04 de febrero de 2022). *Pliego Tarifario Del Periodo Febrero 2022*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=80000>
- OSINERGMIN. (2022). *Precios promedio de combustibles (Soles/Galón) EEES/Grifos y gasocentros - Febrero 2022*. Gerencia de Regulación de Tarifas. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/hidrocarburos/SCOP/SCOP-DOCS/2022/Reporte-Mensual-Precios-Febrero-2022.pdf
- Qing-Shan, J. (Agosto de 2020). A review on charging behavior of electric vehicles: data, model, and control. *Control Theory and Technology*, 18(4), 207-230. doi:10.1007/s11768-020-0048-8
- Robinson, D., Gomez, T., Tennican, M., & Pérez Bravo, M. (2022). *Propuesta Regulatoria y Tarifaria para las Estaciones de Recarga Pública de Vehículo Eléctrico en Perú*. Universidad Pontificia Comillas. Obtenido de https://www.iit.comillas.edu/proyectos/mostrar_proyecto.php.es?nombre_abreviado=PERU-VE
- Romero, R. P. (2020). *Estudio del Mercado Eléctrico Peruano*. Universidad de Ingeniería y Tecnología - UTEC. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12815/129>
- Sanchez, L. F., Huamani, J. A., & Godoy, J. G. (2019). *Análisis de costos en la facturación eléctrica basadas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamentación*. Universidad Nacional del Callao. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12952/3981>
- Schmerler, D., Velarde, J. C., Rodríguez, A., & Solís, B. (2019). *Electromovilidad. Conceptos, políticas y lecciones aprendidas para el Perú* (1 ed.). OSINERGMIN.
- Servizio Elettrico Nazionale. (s.f.). *Tariffa Bioraria Residente*. Recuperado el 12 de febrero de 2022, de <https://www.servizioelettriconazionale.it/it-IT/tariffe/uso-domestico/biorarie/residente>

- Shchurov, N. I., Dedov, S. I., Malozyomov, B. V., Shtang, A. A., Martyshev, N. V., Klyuev, R. V., & Andriashin, S. N. (2021). Degradation of Lithium-Ion Batteries in an Electric Transport Complex. *Energies* 2021, 14-23. doi:<https://doi.org/10.3390/en14238072>
- Swaraj, J., & Archana, T. (Setiembre de 2017). Compararison of electric motors for electric vehicle application. *International Journal of Research in Engineering and Technology*, 12-17. doi:10.15623/ijret.2017.0609004
- Tomás, J. (2019). *Todo lo que debes saber sobre el coche eléctrico* (1 ed.). España: Universitat de València.
- Tomaszewska, A., Chu, Z., Feng, X., O'Kane, S., Liu, X., Chen, J., . . . Wu, B. (agosto de 2019). Lithium-ion battery fast charging: A review. *eTransportation*, 1. doi:<https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100011>
- Torres, J. (2015). *Estudio de la viabilidad en la implementación de vehículos eléctricos en la ciudad de Cuenca*. Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/8050/1/UPS-CT004893.pdf>
- UTE. (2019). *Reglamentación General para la Apliación de Tarifas Eléctricas*. Obtenido de <https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Reglamento%20de%20Tarifas%20-%2020%20feb%202020.pdf>
- UTE. (2022). *Pliego Tarifario Vigente Desde Enero 2022*. Gerencia Análisis Tarifario . Obtenido de <https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Pliego%20Tarifario%20Vigente%20desde%201%20de%20Enero%20de%202022.pdf>
- Vásquez, A., Tamayo, J., Vilches, C., & Chávez, E. (diciembre de 2016). *La Regulación del Sector de Energía*. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf
- Vélez, J. G. (2017). *Análisis y Estimación de la Demanda Eléctrica con la Implementación de Vehículos*. Universidad de Cuenca. Obtenido de

<https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/27353/1/TRABAJO%20DE%20TITULACION.pdf>

- Vera, D. E., & Puma, G. D. (2019). *Estudio de la cargabilidad en las redes del AMT QU04 con la incorporación de vehículos eléctricos en la ciudad del Cusco proyectado desde el año 2018 al 2022*. Cusco. Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco. Obtenido de <http://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/UNSAAC/3756>
- Verucchi, C., Bossio, G., Garcá, G., & Cristian, R. (2007). Algunas pautas para la selección de motores de propulsión en vehiculos eléctricos. *ResearchGate*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/328146295_Algunas_pautas_para_la_seleccion_de_motores_de_propulsion_en_vehiculos_electricos
- Vilcachagua, J. (2013). *Aspectos regulatorios a considerar en la incorporación de los vehículos eléctricos en el mercado eléctrico peruano*. Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Obtenido de <https://repositorioacademico.upc.edu.pe/handle/10757/316476>
- Xiaosong, H., Changfu, Z., Caiping, Z., & Yang, L. (Octubre de 2017). Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(5), 20-31. doi:10.1109/MPE.2017.2708812
- Yunus, E., & Nusret, T. (31 de Diciembre de 2019). Charge and discharge characteristics of different types of batteries on a hybrid electric vehicle model and selection of suitable battery type for electric vehicles. *International Journal of Automotive Science and Technology*, 62-70. doi:<https://doi.org/10.30939/ijastech..527971>
- Zumma Ratings. (2016). *Informe del sector eléctrico de El Salvador*. Recuperado el 07 de febrero de 2022, de <http://www.zummaratings.com/SectorElectricoSV.pdf>

ANEXOS

Anexo 1: Matriz de Consistencia

Tabla 50

Matriz de Consistencia

PROPUESTA DE UN MODELO DE OPCIÓN TARIFARIA PARA ELECTROMOVILIDAD EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO						
PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES		METODOLOGÍA	CONCLUSIONES
<p>Problema General: ¿Como proponer un modelo de opción tarifaria para la electromovilidad en el mercado eléctrico peruano?</p>	<p>Objetivo General: Diseñar una propuesta de un modelo de opción tarifaria en BT para uso residencial que incluya la electromovilidad en el mercado eléctrico peruano.</p>	<p>Hipótesis General: Para proponer un modelo de opción tarifaria de uso residencial que incluye la electromovilidad en el mercado eléctrico peruano, se debe analizar las actuales opciones tarifarias, incluir una triple discriminación horaria y adaptar la normatividad existente en el sector.</p>	<p><i>Variable independiente: Electromovilidad</i></p> <p>Dimensiones Indicadores Ítems</p> <p>Baterías eléctricas Tiempo de carga Hora Autonomía Km Capacidad kW.h</p> <p>Motor Potencia máxima kW</p>		<p>Ámbito geográfico: El mercado eléctrico peruano.</p> <p>Nivel de investigación: Nivel Explicativo</p> <p>Enfoque: Mixto</p> <p>Población de estudio: Opciones tarifarias en BT y los conceptos de facturación.</p> <p>Tamaño de muestra: 12 opciones tarifarias y 12 conceptos de facturación</p> <p>Técnicas de recolección de datos: Documental</p>	<p>Conclusión General La inclusión de la electromovilidad en el mercado eléctrico peruano significa un incremento en la demanda que modifica la curva de demanda, traduciéndose en un posible congestionamiento de las redes eléctricas, dependiendo del horario en la que se realice la recarga. Para lo cual, en la presente investigación, se logró proponer un modelo de opción tarifaria llamada BT5V que incluye conceptos tarifarios para la demanda por electromovilidad, adaptable en el mercado eléctrico peruano, que direccionan a los usuarios a realizar su recarga dentro de los horarios de menor demanda.</p> <p>Conclusiones Específicas:</p> <p>1. Del diagnóstico realizado para las doce opciones tarifarias del pliego tarifario actual y sus conceptos de facturación, se obtiene que seis opciones son viables ante un incremento de demanda por electromovilidad, siendo la más rentable la opción tarifaria BT5F ya que cuenta con conceptos de energía activa para doble discriminación horaria y está pensado para usuarios residenciales. Haciendo un análisis a nivel internacional se concluye que en el Perú se puede aplicar una opción tarifaria similar a otros países que ya cuentan con conceptos de facturación para la demanda por electromovilidad, ya que al realizar una proyección de la demanda total del SEIN para el año 2030, se observa que la demanda se incrementará en un 22.07 % de la demanda máxima registrada en los meses evaluados del año 2022, así mismo la demanda por electromovilidad proyectado al 2030 es de 532.46 MW, alterando la curva de demanda. En la investigación realizada se determina que se debe incluir un</p>
<p>Problemas Específicos:</p> <p><i>Problema Específico 1:</i> ¿Cuáles son las opciones tarifarias en BT y conceptos de facturación que se pueden aplicar para la electromovilidad en el actual modelo tarifario del mercado eléctrico peruano?</p>	<p>Objetivos Específicos:</p> <p><i>Objetivo Específico 1:</i> Identificar las opciones tarifarias en BT y conceptos de facturación en el actual modelo tarifario del mercado eléctrico peruano.</p>	<p>Hipótesis Específicas:</p> <p><i>Hipótesis Específica 1:</i> Las opciones tarifarias en BT y conceptos de facturación en el actual modelo tarifario del mercado eléctrico peruano que se pueden aplicar para la electromovilidad, resultan de un análisis y comparación a nivel nacional e internacional.</p>	<p>Modo de carga</p> <p>Lenta y semi rápida</p>	<p>Hora</p>		

PROPUESTA DE UN MODELO DE OPCIÓN TARIFARIA PARA ELECTROMOVILIDAD EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES			METODOLOGÍA	CONCLUSIONES
<p>Problema Específico 2: ¿De que manera se puede proponer un modelo de opción tarifaria con discriminación horaria para la demanda de energía por electromovilidad en el mercado eléctrico peruano?</p>	<p>Objetivo Específico 2: Formular una propuesta de un modelo de opción tarifaria con discriminación horaria para la demanda de energía por electromovilidad en el mercado eléctrico peruano.</p>	<p>Hipótesis Específica 2: Para proponer un modelo de opción tarifaria se debe incluir una triple discriminación horaria en la demanda de energía por electromovilidad del mercado eléctrico peruano.</p>	<i>Variable dependiente: Opción Tarifaria</i>			<p>Técnicas de análisis de datos: Diagrama de flujo</p>	<p>nuevo bloque horario de 11.00 p.m. a 7.00 a.m., lo cual ayudará a aplanar la curva de demanda, obteniéndose un factor de carga de 0.94.</p>
			Dimensiones	Indicadores	Ítems		
<p>Problema Específico 3: ¿De que forma es normativa y económicamente viable el modelo de opción tarifaria propuesto para la electromovilidad en el mercado eléctrico regulado peruano?</p>	<p>Objetivo Específico 3: Adaptar la normativa y comparar económicamente el modelo de opción tarifaria propuesto para la electromovilidad del mercado eléctrico regulado peruano.</p>	<p>Hipótesis Específica 3: Para que el modelo de opción tarifaria por electromovilidad propuesto sea viable, se debe adaptar y aplicar las normas en tarifación y realizar una comparación económica con las actuales opciones tarifarias del mercado eléctrico regulado peruano.</p>	Conceptos de facturación	Sistemas y parámetros de medición	PEN	Cálculo de tarifas	<p>2. Al determina el nuevo modelo de opción tarifaria BT5V que cuenta con triple discriminación horaria, la cual será destinada a usuarios que acrediten hacer uso de la electromovilidad, proponiendo que el horario fuera de punta se divida en dos, hora base (de 11.00 p.m hasta las 7.00 a.m.) y hora media (resto de las horas). Dentro del nuevo modelo de opción tarifaria BT5V, los cargos tarifarios son tomados como referencia de los métodos de cálculo de los sistemas y parámetros de medición de las opciones tarifarias BT2 y BT5F, los cuales serán: cargo fijo mensual, conceptos por energía activa para cada bloque horario (punta, media y base) y el cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.</p>
			Discriminación horaria	Hora de punta Hora fuera de punta	Hora Hora	Proyecciones de demanda de energía eléctrica. Herramientas matemáticas.	
<p>Problema Específico 3: ¿De que forma es normativa y económicamente viable el modelo de opción tarifaria propuesto para la electromovilidad en el mercado eléctrico regulado peruano?</p>	<p>Objetivo Específico 3: Adaptar la normativa y comparar económicamente el modelo de opción tarifaria propuesto para la electromovilidad del mercado eléctrico regulado peruano.</p>	<p>Hipótesis Específica 3: Para que el modelo de opción tarifaria por electromovilidad propuesto sea viable, se debe adaptar y aplicar las normas en tarifación y realizar una comparación económica con las actuales opciones tarifarias del mercado eléctrico regulado peruano.</p>	Demanda de energía	Registro de consumo de energía mensual.	KW.h		<p>3. Se determinó que el consumo promedio de un usuario residencial con electromovilidad que es de 228.3 kW.h. Haciendo uso del pliego tarifario correspondiente al mes de febrero de 2022 y si el usuario realiza su recarga en el bloque horario base, con la opción tarifaria BT5V se obtiene un importe total de S/.113.73 sin considerar FOSE ni MCTER, siendo la más rentable para el usuario, asimismo, cuando se registra un consumo mayor en el bloque horario punta, la opción tarifaria BT5V considera el cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta que beneficia a las empresas distribuidoras, resultando un importe de S/. 386.54 si la recarga se realiza en este bloque horario. Es así que al hacer uso de la opción tarifaria BT5V, el costo de recorrer un kilómetro con un vehículo eléctrico es únicamente el 10% del costo de recorrerlo con un vehículo a combustión. Para incorporar la opción tarifaria BT5V al mercado eléctrico regulado del Perú, se deben modificar principalmente: La norma de “Condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final” y la “Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 137-2019-OS/CD” (donde se Fijan las Tarifas de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica).</p>
				Curva de demanda de energía eléctrica	kW.h		
				Factor de carga			

Fuente: Elaboración Propia.

Anexo 2: Proyección de Demanda Vegetativa para el año 2030

Tabla 51

Proyección de Demanda Vegetativa para el año 2030

Año	POBLACIÓN	PBI SPM	TARIFA	DEMANDA	Ln (DEMANDA)_1=C1+C2+LN(PBI)+ C3*LN(POB)+C4*LN(TAR)					D(LN(DEMANDA))=k0 + k1*D(LN(PBI)+K2*ERROR(-1) + K3*Int92				Ln (DEMANDA)_2 = Ln (DEMANDA(-1)) + D(LN(DEMANDA))	
					Miles Hab.	Millones de S/. de 2007	Ctvs USD/kWh	Demanda Vegetativa Proy - GWh	Ln (POBLACION)	Ln (PBI)	Ln (TARIFAS)	Ln (DEMANDA)	Ln (DEMANDA)_1	Error	INT92
1981	17,760	176,901	4.54	5,679	9.78	12.08	1.51	8.645	8.658	-0.014	0.000				
1982	18,197	176,507	4.93	5,947	9.81	12.08	1.60	8.691	8.686	0.004	0.000	-0.002	0.000	0.028	8.686
1983	18,636	158,136	3.91	5,756	9.83	11.97	1.36	8.658	8.659	-0.001	0.000	-0.110	0.000	-0.048	8.638
1984	19,076	163,842	4.37	6,114	9.86	12.01	1.47	8.718	8.711	0.007	0.000	0.035	0.000	0.050	8.709
1985	19,519	167,219	4.23	6,498	9.88	12.03	1.44	8.779	8.763	0.016	0.000	0.020	0.000	0.038	8.749
1986	19,966	182,981	4.15	7,030	9.90	12.12	1.42	8.858	8.867	-0.009	0.000	0.090	0.000	0.083	8.846
1987	20,417	200,778	4.15	7,674	9.92	12.21	1.42	8.946	8.970	-0.025	0.000	0.093	0.000	0.090	8.957
1988	20,870	181,822	2.93	7,762	9.95	12.11	1.08	8.957	8.958	-0.001	0.000	-0.099	0.000	-0.034	8.936
1989	21,320	159,436	2.40	7,180	9.97	11.98	0.88	8.879	8.908	-0.029	0.000	-0.131	0.000	-0.061	8.897
1990	21,765	151,492	4.90	7,126	9.99	11.93	1.59	8.871	8.840	0.032	0.000	-0.051	0.000	-0.001	8.907
1991	22,204	154,854	4.71	7,667	10.01	11.95	1.55	8.945	8.890	0.055	0.000	0.022	0.000	0.034	8.874
1992	22,640	154,017	6.43	6,806	10.03	11.94	1.86	8.826	8.889	-0.063	1.000	-0.005	1.000	-0.119	8.771
1993	23,073	162,093	5.59	7,794	10.05	12.00	1.72	8.961	8.967	-0.006	0.000	0.051	-1.000	0.075	8.963
1994	23,502	182,044	7.61	8,805	10.06	12.11	2.03	9.083	9.056	0.027	0.000	0.116	0.000	0.105	9.072
1995	23,926	195,536	8.37	9,193	10.08	12.18	2.12	9.126	9.129	-0.002	0.000	0.071	0.000	0.068	9.124
1996	24,348	201,009	8.66	9,448	10.10	12.21	2.16	9.154	9.173	-0.019	0.000	0.028	0.000	0.045	9.174
1997	24,768	214,028	8.20	9,940	10.12	12.27	2.10	9.204	9.250	-0.046	0.000	0.063	0.000	0.073	9.245
1998	25,182	213,190	7.04	10,575	10.13	12.27	1.95	9.266	9.285	-0.019	0.000	-0.004	0.000	0.034	9.284
1999	25,589	216,377	6.85	10,950	10.15	12.28	1.92	9.301	9.322	-0.021	0.000	0.015	0.000	0.040	9.325
2000	25,984	222,207	7.16	11,775	10.17	12.31	1.97	9.374	9.361	0.012	0.000	0.027	0.000	0.049	9.371
2001	26,367	223,580	7.02	12,019	10.18	12.32	1.95	9.394	9.390	0.005	0.000	0.006	0.000	0.028	9.389
2002	26,739	235,773	6.60	12,592	10.19	12.37	1.89	9.441	9.456	-0.015	0.000	0.053	0.000	0.061	9.450
2003	27,103	245,593	6.64	13,286	10.21	12.41	1.89	9.494	9.506	-0.012	0.000	0.041	0.000	0.057	9.513

Año	POBLACIÓN	PBI SPM	TARIFA	DEMANDA	Ln (DEMANDA)_1=C1+C2+LN(PBI)+ C3*LN(POB)+C4*LN(TAR)					D(LN(DEMANDA))=k0 + k1*D(LN(PBI))+K2*ERROR(-1) + K3*Int92				Ln (DEMANDA)_2 = Ln (DEMANDA(-1)) + D(LN(DEMANDA))	
	Miles Hab.	Millones de S/. de 2007	Ctvs USD/kWh	Demanda Vegetativa Proy - GWh	Ln (POBLACION)	Ln (PBI)	Ln (TARIFAS)	Ln (DEMANDA)	Ln (DEMANDA)_1	Error	INT92	D(Ln (PBI))	D(INT92)	D(Ln(DEMANDA))	Ln (DEMANDA)_2
2004	27,460	257,770	7.04	14,120	10.22	12.46	1.95	9.555	9.557	-0.002	0.000	0.048	0.000	0.061	9.568
2005	27,811	273,971	7.61	15,043	10.23	12.52	2.03	9.619	9.616	0.003	0.000	0.061	0.000	0.067	9.625
2006	28,151	294,598	7.58	16,452	10.25	12.59	2.03	9.708	9.689	0.019	0.000	0.073	0.000	0.074	9.689
2007	28,482	319,693	7.41	17,860	10.26	12.68	2.00	9.790	9.770	0.021	0.000	0.082	0.000	0.076	9.765
2008	28,807	348,870	8.08	19,660	10.27	12.76	2.09	9.886	9.845	0.041	0.000	0.087	0.000	0.080	9.849
2009	29,132	352,693	8.23	20,064	10.28	12.77	2.11	9.907	9.868	0.038	0.000	0.011	0.000	0.024	9.869
2010	29,462	382,081	8.20	21,706	10.29	12.85	2.10	9.985	9.946	0.040	0.000	0.080	0.000	0.071	9.939
2011	29,798	406,256	8.91	23,290	10.30	12.91	2.19	10.056	10.002	0.054	0.000	0.061	0.000	0.058	10.004
2012	30,136	431,199	9.87	24,706	10.31	12.97	2.29	10.115	10.055	0.060	0.000	0.060	0.000	0.054	10.055
2013	30,475	456,435	9.77	25,958	10.32	13.03	2.28	10.164	10.115	0.049	0.000	0.057	0.000	0.050	10.105
2014	30,814	467,308	10.34	26,673	10.34	13.05	2.34	10.191	10.145	0.047	0.000	0.024	0.000	0.031	10.146
2015	31,152	482,506	10.16	27,028	10.35	13.09	2.32	10.205	10.187	0.018	0.000	0.032	0.000	0.037	10.182
2016	31,489	501,581	9.87	27,497	10.36	13.13	2.29	10.222	10.234	-0.013	0.000	0.039	0.000	0.048	10.235
2017	31,826	514,215	10.03	27,909	10.37	13.15	2.31	10.237	10.268	-0.031	0.000	0.025	0.000	0.046	10.280
2018	32,162	534,665	10.33	28,640	10.38	13.19	2.34	10.263	10.310	-0.048	0.000	0.039	0.000	0.059	10.327
2019	32,496	546,161	10.40	29,347	10.39	13.21	2.34	10.287	10.341	-0.054	0.000	0.021	0.000	0.052	10.362
2020	32,824	485,631	10.54	27,207	10.40	13.09	2.35	10.211	10.267	-0.056	0.000	-0.117	0.000	-0.039	10.302
2021	33,149	536,529	10.54	31,193	10.41	13.19	2.35	-	10.357	0.000	0.000	0.100	0.000	0.081	10.348
2022	33,471	545,310	10.54	32,342	10.42	13.21	2.35	-	10.383	0.000	0.000	0.016	0.000	0.028	10.384
2023	33,789	555,607	10.54	33,264	10.43	13.23	2.35	-	10.412	0.000	0.000	0.019	0.000	0.029	10.412
2024	34,103	564,121	10.54	34,132	10.44	13.24	2.35	-	10.437	0.000	0.000	0.015	0.000	0.026	10.438
2025	34,412	578,486	10.54	35,229	10.45	13.27	2.35	-	10.469	0.000	0.000	0.025	0.000	0.033	10.470
2026	34,718	592,685	10.54	36,366	10.46	13.29	2.35	-	10.501	0.000	0.000	0.024	0.000	0.032	10.501
2027	35,021	607,292	10.54	37,527	10.46	13.32	2.35	-	10.532	0.000	0.000	0.024	0.000	0.032	10.533
2028	35,319	622,466	10.54	38,722	10.47	13.34	2.35	-	10.563	0.000	0.000	0.025	0.000	0.032	10.564
2029	35,612	639,061	10.54	39,987	10.48	13.37	2.35	-	10.595	0.000	0.000	0.026	0.000	0.033	10.596
2030	35,898	657,002	10.54	41,324	10.49	13.40	2.35	-	10.628	0.000	0.000	0.028	0.000	0.034	10.629

Fuente: Elaboración propia basado en los datos de COES (2022).

AÑO		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CIA. MINERA COIMOLACHE		3	4	4	5	6	5	5	5	5	6	7	7	7	7	7	7
MINERA MILPO (DESIERTO)		36	36	36	39	39	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS (CONDORCOCHA)		16	16	16	16	16	16	16	21	21	21	21	21	21	21	21	21
UNIÓN ANDINA DE CEMENTOS (ATOCONGO)		65	65	62	64	65	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
INCREMENTO PROD. MINERA RETAMAS		12	12	12	13	14	14	15	15	16	17	18	20	21	22	23	25
INCREMENTO PROD. MINERA LINCUNA		5	5	5	6	7	8	8	8	10	10	10	10	10	10	10	10
CATALINA HUANCA SOCIEDAD MINERA (ANDAHUAYLAS)		6	7	8	9	8	7	9	9	10	10	10	10	11	11	11	11
OPP FILM 3		0	0	0	0	4	3	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4
PLAN CIERRE MINERA ARUNTANI		3	5	6	6	6	4	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1
PLAN CIERRE MINERA ARUNTANI (AYAVIRI)		3	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0
ECOACUICOLA		0	9	11	12	9	8	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
AMPLIACIÓN KOLPA		0	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
AGRÍCOLA CHIRA (LA HUACA)		0	0	0	15	15	18	25	25	25	28	28	28	28	28	28	28
UNIDAD MINERA EL PORVENIR		16	16	16	15	17	16	16	16	15	9	19	19	19	19	19	19
Cargas Incorporadas	MW	209	218	233	244	266	252	276	280	289	299	309	319	329	340	351	463
INDUSTRIAS CACHIMAYO		24.1	24.0	24.9	24.1	23.8	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3	23.3
PUCALLPA		50.6	51.3	52.8	54.8	57.2	53.8	57.1	58.6	60.2	61.8	63.5	65.2	67.0	68.8	70.7	72.6
TALARA		22.3	22.4	22.8	23.0	24.5	19.9	20.5	16.1	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.1	19.6	20.2
TUMBES		33.4	34.0	36.6	39.6	41.4	39.8	41.7	43.2	44.7	46.4	48.0	49.7	51.4	53.2	55.0	57.0
MAJES-SIGUAS-REPARTICION-LA CANO		11.9	12.1	13.1	14.1	14.4	15.9	27.5	28.3	29.1	30.0	31.0	32.0	33.0	34.1	35.2	36.3
PUERTO MALDONADO		10.9	12.6	13.8	15.2	16.2	15.7	16.5	17.1	17.7	18.3	19.0	19.6	20.3	21.0	21.7	22.5
TARAPOTO-MOYOBAMBA-BELLAVISTA-YURIMAGUAS-RIOJA		54.1	58.5	62.1	64.6	67.5	59.7	62.5	64.8	67.2	69.6	72.1	74.7	77.3	80.0	82.8	85.8
COELVISAC (TIERRAS NUEVAS)		1.5	2.6	6.7	8.8	12.6	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
CACLIC		0.0	0.0	0.0	0.0	8.1	5.7	6.0	6.3	6.7	7.0	7.4	7.8	8.2	8.6	9.0	9.4
IQUITOS		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.7
JAEN		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	3.4	4.7	6.1	7.4	8.9	10.3	11.8	13.4	14.9	16.6
CUTERVO		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.6	0.7	0.9	1.1	1.3	1.4	1.6	1.8	2.0

AÑO		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AMPLIACIÓN SANTA MARIA	Norte							0	0	1	1	2	3	3	5	7	8
LOS CALATOS	Sur							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TREVALI PERU (UNIDAD MINERA SANTANDER)	Centro							1	1	2	3	4	5	6	7	9	10
COROCCOHUAYCO	Sur							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMINALES PORTUARIOS CHANCA Y	Centro							0	0	0	0	0	0	11	20	27	30
FUNDO SANTA REGINA	Norte							1	3	6	7	7	7	7	7	7	7
INCREMENTO PROD. CEMENTOS PACASMAYO	Norte							6	5	5	5	5	7	7	7	7	7
AMPLIACION RIO SECO	Centro							0	0	0	0	0	0	8	16	31	31
ELECMETAL	Sur							0	0	1	1	1	4	4	4	4	4
METRO DE LIMA (LÍNEA 2) 1 ETAPA B	Centro							0	0	0	7	14	21	21	21	21	21
METRO DE LIMA (LÍNEA 2) NORTE A	Centro							0	0	0	10	23	23	23	23	23	23
METRO DE LIMA (LÍNEA 2) NORTE B	Centro							0	0	0	10	31	31	31	31	31	31
LIMA AIRPORT PARTNERS (TOMAS VALLE)	Centro							0	7	7	35	35	35	35	35	35	35
SIERRA SUMAC RUMI (AMPLIACIÓN)	Centro							1	2	4	4	4	4	4	4	4	4
MINERA CORI	Sur							0	2	2	4	4	4	4	4	4	4
COELVISAC-TIERRAS NUEVAS	Norte							4	8	12	17	22	29	34	38	43	48
AGROAURORA	Norte							11	21	26	31	32	32	32	32	32	32
AMPLIACIÓN SHOUXIN	Sur							0	12	12	12	12	12	12	12	12	12
FOSFATOS PACÍFICO	Sur							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENTO PROD. MINERA MILPO (DESIERTO)	Centro							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
METRO DE LIMA (LÍNEA 4) NORTE A	Centro							0	0	0	0	0	0	5	10	29	29
METRO DE LIMA (LÍNEA 4) NORTE B	Centro							0	0	0	0	0	0	0	10	29	29
Factor de Simultaneidad	%	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	87.0									
Consumo propio de centrales	MW	87	90	90	97	145	128	119	123	128	132	135	139	143	147	151	156

AÑO		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda del Ecuador	MW	-	-	-	(37)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	MW	6,331	6,556	6,673	7,036	7,256	7,468	7,512	7,778	8,001	8,210	8,446	8,653	8,889	9,129	9,401	9,705
		9.2%	3.5%	1.8%	5.4%	3.1%	2.9%	0.6%	3.5%	2.9%	2.6%	2.9%	2.5%	2.7%	2.7%	3.0%	3.2%
Autoprodutores	MW	(25)	(25)	(25)	(58)												
Aporte de Refinería de la Pampilla CH Yauli y Sacsamarca Cogeneración Refinería Talara (PETROPERU)		(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)
CH Roncador		(4)	(4)	(4)													
CT Luren					(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)
CT Pedregal					(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)
Generación ELOR (Bagua-Jaen)					(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
CH Pias		(12)	(12)	(12)													
Centrales NO COES	GWH	32	39	53	94	90	94	89									
C.H. CARPAPATA		11	12	25	25	23	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
C.H. CURUMUY		8	11	12	10	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
C.H. POECHOS I		13	16	16	14	14	14	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
C.H. PÍAS 1					8	10	8	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
C.T. TABLAZO					28	26	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.T. TALLANCA								19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
C.H. GERA I					8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

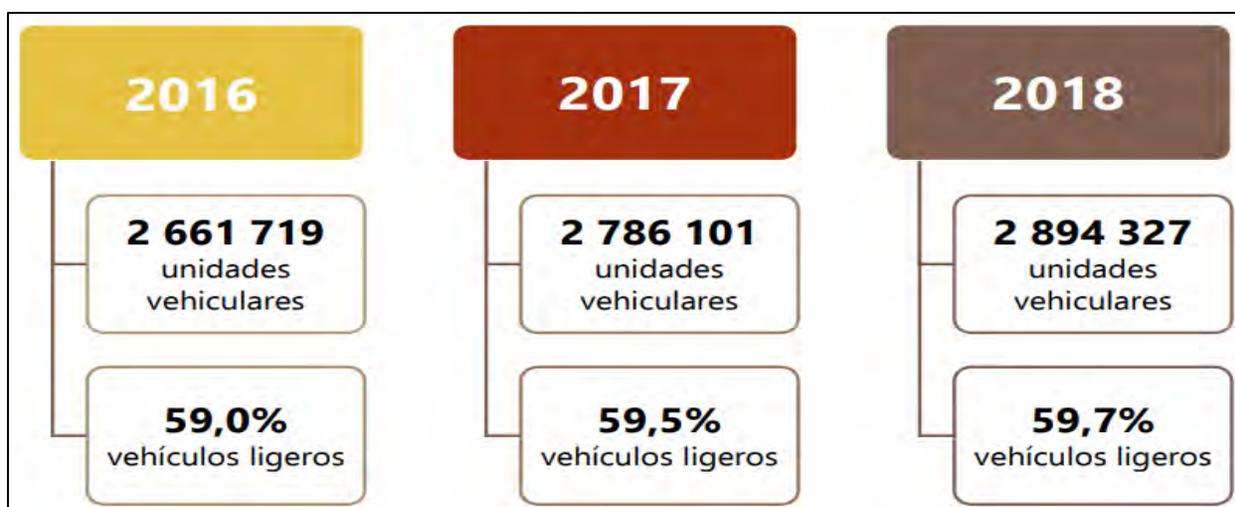
Fuente: Plan de Transmisión 2023 – 2032 Anexo D - COES (2022).

Anexo 4: Boletines estadísticos del MTC respecto al parque automotor del Perú

En referencia a los boletines estadístico del MTC, en ese sentido, la Figura 35 muestra la evolución del parque automotor circulante entre los años 2016 y 2018 en el Perú.

Figura 37

Evolución del Parque Automotor Circulante, 2016 – 2018

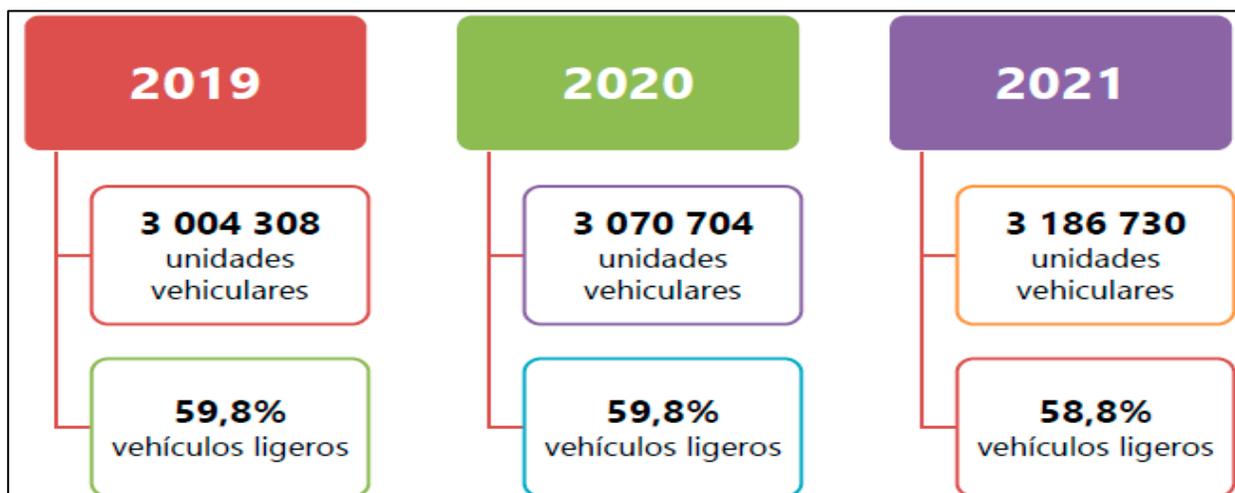


Fuente: Boletín estadístico del MTC 2018 (2018, pág. 37).

Asimismo, la Figura 36 muestra la evolución del parque automotor circulante entre los años 2019 y 2021 en el Perú.

Figura 38

Evolución del Parque Automotor Circulante, Estimaciones 2019 – 2021



Fuente: Boletín estadístico del MTC 2021 (2021, pág. 33).

Anexo 5: Estado de cuenta corriente de un usuario de la empresa distribuidora Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 53

Estado de Cuenta Corriente

ELECTRO SUR ESTE S.A.A.
SIELSE COMERCIAL

ESTADO DE CUENTA CORRIENTE

RUTA: 0011345000610 DIRECCION: [REDACTED] MARCA: ELSTER POT. CONTRATADA: 18 FACTOR EA: 1
 CODIGO: [REDACTED] ALIMENTACION: Aerea FASES: 3 POT. CONTRATADA 18 FACTOR MD: 1
 NOMBRE: [REDACTED] SED: DO050173 SERIE: 1085193 POT. CONTRATADA 18 FACTOR ER: 1
 D.N.I.: [REDACTED] TARIFA: BT5A

Mes	Tar.	F.T.	LECTURAS							CONSUMO								
			EA	EAHP	EAHFP	ER	MD	MDHP	MDHFP	EA	EAHP	EAHFP	ER	MD	MDHP	MDHFP	CMDG	Excs.
202202	B52	1.000	362566	61215	301351	277068	1.06	0.69	1.06	114.000	30.000	84.000	1.000	1.060	1.060	0.690	0.000	0.820
202201	B52	1.000	362453	61185	301267	277067	0.84	0.74	0.84	77.000	27.000	50.000	1.000	0.840	0.840	0.740	0.000	0.620
202112	B52	1.000	362375	61158	301217	277066	1.36	1.36	1.33	158.000	37.000	121.000	1.000	1.360	1.330	1.360	0.000	1.050
202111	B52	1.000	362218	61121	301096	277065	1.34	1.03	1.34	128.000	33.000	95.000	2.000	1.340	1.340	1.030	0.000	1.100
202110	B52	1.000	362089	61088	301001	277063	1.35	1.02	1.35	155.000	35.000	120.000	3.000	1.350	1.350	1.020	0.000	1.070
202109	B52	1.000	361934	61053	300881	277060	2.55	0.93	2.55	98.000	31.000	67.000	1.000	2.550	2.550	0.930	0.000	2.310
202108	B52	1.000	361836	61022	300814	277059	1.05	0.44	1.05	77.000	24.000	53.000	1.000	1.050	1.050	0.440	0.000	0.870
202107	B52	1.000	361759	60998	300761	277058	0.42	0.39	0.42	83.000	23.000	60.000	1.000	0.420	0.420	0.390	0.000	0.240
202106	B52	1.000	361676	60975	300701	277057	0.41	0.38	0.41	78.000	26.000	52.000	1.000	0.410	0.410	0.380	0.000	0.220
202105	B52	1.000	361598	60949	300649	277056	0.46	0.36	0.46	74.000	21.000	53.000	1.000	0.460	0.460	0.360	0.000	0.290
202104	B52	1.000	361524	60928	300596	277055	0.34	0.32	0.34	79.000	15.000	64.000	5.000	0.340	0.340	0.320	0.000	0.220
202103	B52	1.000	361445	60913	300532	277050	0.62	0.41	0.62	70.000	13.000	57.000	1.000	0.620	0.620	0.410	0.000	0.520

Fuente: SIELSE Comercial.

Anexo 6: Pliego tarifario de OSINERGMIN para el mes de febrero 2022

Empresa: Electro Sur Este

Pliego: Cusco

Vigencia: 4/02/2022

Sector: 2

Interconexión: SEIN

Tabla 54

Pliego Tarifario OSINERGMIN febrero 2022

	BAJA TENSION	UNIDAD	TARIFA
TARIFA BT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	13.25
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	35.1
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	29.3
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S//kW-mes	72.21
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S//kW-mes	100.33
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S//kW-mes	73.79
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.01
TARIFA BT3	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	12.14
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	35.1
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	29.3
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	50.88
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	48.98
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	97.44
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	94.72
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.01
TARIFA BT4	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	12.14
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	30.74
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	50.88
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	48.98
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	97.44
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	94.72
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.01

	BAJA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA
TARIFA BT5A	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E		
	a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	12.14
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	227.23
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	29.3
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S//kW-mes	91.16
	b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	12.14
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	269.69
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	29.3
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S//kW-mes	91.16
TARIFA BT5B	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S//mes	4.29
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	84.11
TARIFA BT5B	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	4.09
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	60.14
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	4.09
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S//mes	18.04
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	80.18
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	4.29
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	84.11
TARIFA BT5D	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S//mes	4.29
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	60.21
TARIFA BT5D	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	4.09
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	43.05
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	4.09
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S//mes	12.92
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	57.4

BAJA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA
b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes			
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	4.29
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	60.21
TARIFA BT5E	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S//mes	2.7
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	84.09
TARIFA BT5E	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	2.57
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	60.12
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	2.57
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S//mes	18.04
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	80.16
b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes			
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	2.7
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	84.09
TARIFA BT5F	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S//mes	12.14
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	130.1
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	60.34
TARIFA BT5F	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E		
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	11.57
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	93.02
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	43.14
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	11.57
	Cargo por Energía Activa en Punta - Primeros 30 kW.h	ctm. S//kW.h	93.02
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta - Primeros 30 kW.h	ctm. S//kW.h	43.14
	Cargo por Energía Activa en Punta - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	124.02
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	57.52
b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes			
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	12.14
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	130.1
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	60.34

Fuente: Pieglo Tarifario OSINERGMIN (2022).

Anexo 7: Precios Promedio de Combustibles (Soles/Galón) EESS/Grifos y Gasocentros OSINERGMIN-Febrero 2022

Tabla 55

Precios Promedio de Combustibles (Soles/Galón) EESS/Grifos y Gasocentros - Febrero 2022

DEPARTAMENTO	G100 LL	DB5 S-50 UV	G98 BA	G97	G95	G90	G84	Gasohol 84 Plus	Gasohol 90 Plus	Gasohol 95 Plus	Gasohol 97 Plus	Gasohol 98 Plus	DIESEL B5 UV	Turbo A-12/	PI 6	PI 500
AMAZONAS		14.91				15.86	15.42							14.19	9.46	
ANCASH		14.12				16.42		9.78	15.24				14.70		13.44	13.30
AREQUIPA		14.35				16.28	15.93	15.08	15.23	15.29				11.89	14.30	13.40
CUSCO		14.74					14.20	15.60						12.01		
ICA	21.64	14.19			16.18	15.94	15.59	15.06	14.93	15.16				13.95		13.18
LA LIBERTAD	17.41	14.28			16.32	16.14	15.53	15.35	15.25	15.49			14.81	12.78	13.52	
LAMBAYEQUE		14.19				16.12	15.76	14.96	15.24				14.79	10.85		
LIMA	18.82	13.95	15.92	15.86	15.63	14.96	14.60	14.13	14.67	14.87	15.00	16.73	13.11	15.55	13.17	12.77
LORETO 1/		7.59				13.42	12.29						11.65	11.34	12.51	
MADRE DE DIOS 1/		12.80					11.64									
MOQUEGUA		14.33			16.30			9.96		15.57			12.70		12.12	
PASCO						12.60	12.00	8.88	9.41				9.46			
PIURA		14.16			15.68	14.55	14.27	15.00	15.26	15.49			13.37	2.62	13.27	
PUNO		14.66					15.98	15.49								
SAN MARTIN		14.98				15.91	15.57						16.34	12.94		
TACNA																
UCAYALI 1/						12.55							11.21	12.10		

Fuente: OSINERGMIN (2022).