

UNIVERSIDAD ESAN



**IMPACTO EN LA EMPRESA CONCESIONARIA DE ELECTRICIDAD
DE UCAYALI S.A., POR LA PÉRDIDA DE CLIENTES REGULADOS
EN APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 022-2009-EM Y
PROPUESTAS PARA REDUCIR EL IMPACTO GENERADO**

**Tesis presentada en satisfacción parcial de los requerimientos para obtener
el grado de Maestro en Administración**

por:

Mallma Tolentino, Héctor Rubén

Napaico Casimiro, Jorge Pablo

Sandoval García, Arjady Dahapne

Programa Magíster a Tiempo Parcial Pucallpa 2014 - I

Pucallpa, 26 de setiembre de 2017

Esta tesis

**IMPACTO EN LA EMPRESA CONCESIONARIA DE ELECTRICIDAD
DE UCAYALI S.A., POR LA PÉRDIDA DE CLIENTES REGULADOS EN
APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 022-2009-EM Y
PROPUESTAS PARA REDUCIR EL IMPACTO GENERADO**

ha sido aprobada

.....
PhD, MBA, Ing. Arbayza Fermini , Lidya

.....
PhD, MBA, Ing. Quintanilla Acosta, Edwin

.....
Dr. MBA, Ing. Ramos Rodríguez Luis

Universidad ESAN

2017

A mi esposa e hijos, por su apoyo incondicional,
a mis padres y hermanos, por su ejemplo de generosidad y perseverancia

Héctor Rubén Mallma Tolentino

A Dios por su bendición constante,
a mis padres, Angélica y Pablo, por sus esfuerzos incalculables en mi formación
y a mi esposa Leonor por hacerme reencontrar con mi sueño de ser magister.

Jorge Pablo Napaico Casimiro

A Dios porque gracias a sus bendiciones pude hacer realidad el sueño de ser magister.
A mis Padres, porque siempre me inculcaron a estudiar para crecer profesionalmente y
ser un mejor ciudadano.

A mi esposa y mi hijo, por su apoyo y paciencia por no estar con ellos mucho más
tiempo.

Arjady Dahapne Sandoval García

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN 1

1.1. Motivación	2
1.2. Objetivo de la tesis.....	3
1.3. Alcance de la tesis	3

CAPÍTULO II. MARCO CONCEPTUAL Y METODOLOGÍA 5

2.1. Marco conceptual.....	5
2.1.1. Marco normativo del sector eléctrico.....	5
2.1.1.1. Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (LCE).....	5
2.1.1.2. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y Reglamento (Ley 28832, D.S. 017-2000-EM)	5
2.1.1.3. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)...	5
2.1.1.4. Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico y su Reglamento (Ley 26876, D.S. 017-98-ITINCI).....	6
2.1.1.5. Ley que Establece Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado (Ley 29179)	6
2.1.1.6. Normas para la Promoción a la Inversión Privada	6
2.1.2. Principales entidades que intervienen en el Sector Eléctrico Peruano	6
2.1.2.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)	6
2.1.2.2. Comité de Operación Económica del Sistema (COES).....	7
2.1.2.3. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)	7
2.1.3. Sector eléctrico peruano	7
2.1.3.1. Generación	8
2.1.3.2. Transmisión.....	9
2.1.3.3. Distribución.....	10
2.1.3.4. Usuarios regulados	12
2.1.3.5. Usuarios libres	13
2.1.4. Regulación del sector eléctrico	14
2.1.4.1. Regulación tarifaria en generación.....	15
2.1.4.2. La regulación tarifaria de transmisión principal - secundario	17
2.1.4.3. La regulación tarifaria en distribución.....	18
2.1.4.4. Tarifas al cliente final	21
2.1.4.4.1. Precios a nivel de generación (PNG)	22
2.1.4.4.2. Opciones tarifarias al usuario final.....	23
2.1.5. Aspectos de calidad del servicio eléctrico.....	25
2.1.6. Oferta y demanda del SEIN	27
2.1.6.1. Oferta eléctrica en el SEIN.....	27
2.1.6.2. Demanda eléctrica en el SEIN	28

2.1.6.3. <i>Comparativo oferta y demanda eléctrica en el SEIN</i>	30
2.2. Metodología	33
2.2.1. <i>Preguntas de investigación</i>	34
CAPÍTULO III. EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO	35
3.1. Oferta histórica y futura de la generación eléctrica	35
3.1.1. <i>Potencia instalada</i>	39
3.1.2. <i>Potencia firme</i>	39
3.1.3. <i>Producción de energía</i>	40
3.1.4. <i>Proyección de la oferta al 2021</i>	42
3.2. Oferta histórica y futura de las instalaciones eléctricas de transmisión y transformación en el SEIN	45
3.3. Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	49
3.3.1. <i>Evolución histórica de la máxima demanda del SEIN</i>	49
3.3.2. <i>Evolución histórica de la producción de energía</i>	50
3.3.3. <i>Fuentes de energía que han cubierto las máximas demandas del SEIN.</i> ...	51
3.4. Margen de reserva de generación	52
3.4.1. <i>Evolución del margen de reserva fijado por el Ministerio de Energía y Minas</i>	52
3.4.2. <i>Evolución del margen de reserva existente</i>	52
3.5. Comparativo de la proyección de la demanda y la oferta del SEIN al 2021	53
CAPÍTULO IV. PROYECCIÓN DE LA OFERTA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PUCALLPA - CAMPO VERDE	57
4.1. Análisis de oferta histórica y futura de la zona de estudio.....	57
CAPÍTULO V. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PUCALLPA - CAMPO VERDE	61
5.1. Determinación de clientes importantes a incorporarse en los próximos años	63
5.2. Cálculo estadístico de proyección de la demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde	66
5.2.1. <i>Cálculo de la demanda de potencia vegetativa de 2017 al 2023</i>	67
5.2.2. <i>Proyección de la demanda del S.E. Pucallpa - Campo Verde desde 2017 al 2023</i>	70
CAPÍTULO VI. ANÁLISIS DE OFERTA Y DEMANDA, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PUCALLPA - CAMPO VERDE	71
CAPÍTULO VII. PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE ELECTRO UCAYALI S.A., POR EL CAMBIO DE CLIENTES REGULADOS A CLIENTES LIBRES	74
7.1. Cálculo de pérdida económica por clientes que han solicitado el cambio de regulados a libres	76
7.2. Evaluación de la pérdida económica por la potencia contratada	78
7.3. Identificación y cálculo de pérdida económica por clientes potenciales de ser clientes libres.	81

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Sector eléctrico peruano	8
Figura 2.2. Línea transmisión 500 kV Mantaro-Montalvo	10
Figura 2.3. Sistema de distribución eléctrica	11
Figura 2.4. Condición de usuarios regulados y libres	13
Figura 2.5. Composición de la tarifa eléctrica	14
Figura 2.6. Ingreso garantizado por potencia firme	17
Figura 2.7. Composición de la tarifa de distribución (VAD)	19
Figura 2.8. Composición de la tarifa al cliente final	22
Figura 2.9. Aspectos de calidad del servicio eléctrico	25
Figura 2.10. Evolución de la oferta en el SEIN (MW)	28
Figura 2.11. Evolución de la demanda en el SEIN (MW)	29
Figura 2.12. Evolución de la producción de energía eléctrica en el SEIN	29
Figura 2.13. Oferta Vs Demanda en el SEIN (MW)	30
Figura 2.14. Evolución del margen de reserva y potencia disponible (MW)	31
Figura 2.15. Potencia firme no remunerada 2016	31
Figura 2.16. Relación comercial escenario 1	32
Figura 2.17. Relación comercial escenario 2	33
Figura 3.1. Participación en la producción de energía por tipo de energía 2016	35
Figura 3.2. Oferta de potencia por empresas agentes del SEIN 2016	38
Figura 3.3. Evolución de potencia firme en el SEIN	40
Figura 3.4. Crecimiento de la producción de energía eléctrica	41
Figura 3.5. Comparación crecimiento de la producción de energía eléctrica y PBI ...	42
Figura 3.6. Producción de energía eléctrica por tipo de generación en el SEIN	42
Figura 3.7. Oferta a incorporarse 2017-2023 por tipo de generación	44
Figura 3.8. Oferta del SEIN proyectado al 2023	44
Figura 3.9. Crecimiento de líneas de transmisión al 2015	46
Figura 3.10. Mapa del SEIN a diciembre de 2016	48
Figura 3.11. Evolución máxima demanda del SEIN	50
Figura 3.12. Máxima demanda del SEIN por tipo de fuente de energía	51
Figura 3.13. Evolución del margen de reserva fijado por el MEM y el existente en el SEIN.	53
Figura 3.14. Dispersión de máxima demanda anual SEIN	54
Figura 3.15. Comparativo de oferta y demanda del SEIN al 2021	55
Figura 4.1. Conexión de Electro Ucayali S.A. al SEIN	57
Figura 4.2. Producción de energía MW.h - Generación Adicional	59
Figura 4.3. Evolución oferta histórica y futura S.E. Pucallpa – Campo Verde	60
Figura 5.1. Diagrama unifilar Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde	62
Figura 5.2. Evolución mensual de máxima demanda S.E. Pucallpa - Campo Verde ..	63
Figura 5.3. Proyección de la demanda S.E. Pucallpa - Campo Verde - CENERGIA .	66
Figura 5.4. Evolución anual de máxima demanda S.E. Pucallpa - Campo Verde	68
Figura 5.5. Dispersión de máxima demanda anual S.E. Pucallpa - Campo Verde	68
Figura 5.6. Proyección de la demanda de potencia vegetativa de 2017 al 2023 S.E Pucallpa - Campo Verde	69
Figura 5.7. Proyección de la demanda de potencia de 2017 al 2023 S.E Pucallpa - Campo Verde	70

Figura 6.1. Comparación de oferta y demanda S.E. Pucallpa-Campo Verde al 2021 .	71
Figura 7.1. Cargos a facturar a usuarios regulados y usuarios libres.....	75
Figura 7.2. Electro Ucayali S.A., potencia contratada 2015-2023	79
Figura 7.3. Evolución máxima demanda y potencia coincidente S.E. Pucallpa - Campo Verde 2012-2016	80
Figura 7.4. Potencia contratada Vs. Potencia coincidente	81
Figura 8.1. Segmentación de clientes importantes	83
Figura 8.2. Atributos valorados por el usuario del servicio eléctrico	85
Figura 8.3. Calidad de atención percibida por el usuario	85
Figura 8.4. Causas de atención “regular” y “muy mala” percibida por el usuario	86
Figura 8.5. Evaluación externa de Electro Ucayali S.A. al 2021	88
Figura 8.6. Estructura orgánica de Electro Ucayali S.A.	90
Figura 8.7. Evaluación interna de Electro Ucayali S.A.	91
Figura 8.8. Estructura orgánica Gerencia Comercial Electro Ucayali S.A	93
Figura 8.9. Objetivos estratégicos de Electro Ucayali S.A.	95
Figura 8.10. Propuesta de nueva estructura orgánica - Gerencia Comercial	95
Figura 8.11. Alineamiento estratégico	106

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2.1. Sectores típicos de distribución	21
Cuadro 2.2. Opciones tarifarias simple medición	23
Cuadro 2.3. Opciones tarifarias doble medición	24
Cuadro 3.1. Centrales de generación eléctrica que ingresaron al SEIN 2015 y 2016 .	37
Cuadro 3.2. Potencia instalada y firme, año 2016	39
Cuadro 3.3. Nuevas centrales eléctricas del 2017 al 2023.....	43
Cuadro 3.4. Evolución del sistema de transmisión del 2005 al 2016 (km)	46
Cuadro 3.5. Empresas de transmisión integrantes del COES 2016	47
Cuadro 3.6. Instalaciones de transmisión y transformación en construcción	49
Cuadro 3.7. Producción de energía por tipo de fuente de energía	50
Cuadro 3.8. Demanda adicional a la proyección de la demanda	56
Cuadro 3.9. Cargas importantes del SEIN equivalente a 1,900 MW	56
Cuadro 5.1. Proyección de cargas importantes Servicio Eléctrico Pucallpa.	64
Cuadro 5.2. Proyección de cargas importantes Servicio Eléctrico Campo Verde	65
Cuadro 5.3. Proyección de cargas importantes Servicio Eléctrico Pucallpa - Campo Verde.	67
Cuadro 7.1. Cargos de facturación clientes MT2, MT3 y MT4	74
Cuadro 7.2. Consumo mensual promedio de clientes que solicitaron cambio de condición regulado a libre (2016).....	76
Cuadro 7.3. Pliego tarifario de Pucallpa del 04/02/2017.	77
Cuadro 7.4. Precio a nivel de generación del 04/02/2017	77
Cuadro 7.5. Pérdida anual por cambio de cliente regulado a cliente libre	78
Cuadro 7.6. Cálculo de la potencia coincidente proyectada al 2021	80
Cuadro 7.7. Consumo mensual promedio de clientes potenciales (2016)	82
Cuadro 7.8. Pérdida anual de clientes potenciales	82
Cuadro 8.1. Proyección oferta y demanda SEIN	88
Cuadro 8.2. Responsabilidades básicas de los puestos propuestos	96
Cuadro 8.3. Opciones tarifarias en media tensión	98
Cuadro 8.4. Alineamiento de objetivos del MINEM, FONAFE, Electroperu y Electro Ucayali S.A.	105

ELECTRO UCAYALI S.A.

Institución del estado dedicado a la distribución de energía eléctrica en la zona de concesión de Ucayali.

Supervisor de Facturación**setiembre 2013 – setiembre 2015**

Responsable de los procesos de facturación y medición de los consumos de los usuarios en toda la concesión administrando y custodiando la base de datos comercial de la empresa. He logrado coordinar la migración exitosa de la plataforma comercial, siendo parte del equipo encargado de la migración de la base de datos. Con ello se ha logrado estabilizar la actividad comercial garantizando el flujo de información a través del uso de los sistemas informáticos.

ELECTROCENTRO S.A

Institución del estado dedicado a la distribución de energía eléctrica en la zona de concesión de la zona centro del Perú.

Analista de sistemas**enero 2007 – setiembre 2012**

Responsable de garantizar la operatividad continua de las redes informáticas, bases de datos, y sistemas informáticos. Como miembro de equipo hemos logrado la certificación ISO 9001-2000, en el año 2008. Como parte del equipo de migración, logramos realizar la migración exitosa de la plataforma comercial a una nueva versión de los sistemas informáticos.

ELECTROCENTRO S.A

Institución del estado dedicado a la distribución de energía eléctrica en la zona de concesión de la zona centro del Perú.

Analista de atención al cliente**abril 2002 – enero 2007**

Responsable de administrar y controlar todos los canales de atención al público, he logrado ordenar e implementar el procedimiento. Como parte de la organización se ha logrado la realización de un Congreso Nacional de Electricidad realizado en la ciudad de Cerro de Pasco, logrando captar la atención y asistencia del ministerio de energía y minas.

ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS**BSGRUPO**

Diplomado en Administración de Base de datos con SQL

2015**UNIVERSIDAD ESAN**

Diplomado en Gestión de Recursos Humanos

2013**IDIOMAS**

Inglés – Nivel Intermedio

MANEJO DE PROGRAMAS

Microsoft Office – Nivel avanzado

Sistemas operativos

SQL Server 2014

Lenguajes de Programación: Visual Fox, Visual Basic. net

SAP ERP

Gerente Técnico**abril 2015 – setiembre 2015**

Responsable de:

- Dirigir, coordinar y controlar el planeamiento eléctrico de la empresa, desarrollando los programas de inversión en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para el corto, mediano y largo plazo.
- Revisar y aprobar los términos de referencia para la ejecución de proyectos y obras de la empresa; así como, el control de los contratos respectivos en el área de Concesión de la Empresa
- Desarrollar programas de capacitación interna a fin de asegurar la competencia de los trabajadores en los trabajos asignados, de acuerdo a las normas vigentes y adelantos tecnológicos.

Jefe del Departamento de Operaciones**octubre 2013 – abril 2015**

Responsable de:

- Desarrollar y ejecutar los programas de operaciones y mantenimiento anual de la línea de transmisión y subestaciones de potencia.
- Operar el sistema de generación, transmisión, y subestaciones de potencia con la configuración y utilización óptima de las redes y equipos.
- Formular los informes técnicos y de gestión requeridos por la Administración de la Empresa y entidades supervisoras del sector.

Gerente de Distribución y Comercialización**junio 2013 – octubre 2013**

Responsable de:

- Planificar y ejecutar las operaciones y mantenimiento de los sistemas de generación, de transmisión, y de las subestaciones de potencia.
- Proponer, aprobar, ejecutar y supervisar proyectos de inversión rentables.
- Renovar las redes eléctricas para mejorar su calidad y ampliar el sistema para la expansión de la frontera eléctrica.
- Orientar a los clientes sobre aspectos comerciales de facturación y cobranza, alumbrado público, uso racional de energía y sanciones para los infractores para mejorar la imagen de la empresa.

Jefe del Departamento de Comercialización**enero 2013 – junio 2013**

Responsable de:

- Controlar y evaluar la gestión comercial, estableciendo nuevos procesos y medidas correctivas para superar desviaciones negativas.
- Evaluar la gestión comercial de acuerdo con las metas del Plan Operativo e informar a la Gerencia de Línea para la realización de acciones.
- Supervisar, controlar y monitorear los procesos de venta, facturación y cobranza de energía eléctrica.

Jefe del Servicio Eléctrico de Atalaya**setiembre 2009 – diciembre 2012**

Responsable de:

- Organizar, conducir, coordinar y supervisar la operación y mantenimiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- Planear, conducir, coordinar y supervisar el uso de los recursos humanos, materiales y servicios necesarios para una adecuada marcha del servicio eléctrico.

- Elaborar el Plan Operativo y formular el programa de mantenimiento preventivo de los equipos de generación, distribución y sistemas eléctricos y controlar su cumplimiento.
- Presentar informes de gestión periódica, relativos a las evaluaciones del plan operativo, presupuesto de operación y de inversiones.

IDIOMAS

Inglés Intermedio – Language Program ESAN

MANEJO DE PROGRAMAS

Microsoft Word – Avanzado

Microsoft Excel – Avanzado

Microsoft Outlook – Intermedio

Microsoft Power Point– Avanzado

Autocad - Intermedio

Arjady Dahapne Sandoval García



Magíster (c) en Administración de Empresas con mención en Dirección Avanzada de Proyectos, con más de 9 años de experiencia en gestión comercial, en empresas nacionales y transnacionales de consumo masivo y telecomunicación. Capacidad para asumir nuevos retos, orientado a resultados, analítico para la identificación de mejoras en los procesos, con habilidades de liderazgo, motivador, trabajo en equipo, comunicación eficaz y desarrollo del personal; contribuyendo al crecimiento del negocio, logro de objetivos y rentabilidad.

FORMACIÓN ACÁDEMICA

Maestría en Administración de Empresas 2014-2017
Universidad ESAN

Lic. Administración de Empresas 2001-2006
Universidad Nacional de Ucayali

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Telefónica del Perú S.A.A.

Empresa privada, que se dedica a la prestación de toda clase de servicios de telecomunicaciones a nivel nacional.

Jefe Zonal de Huánuco (Interino)

abril 2017 – junio 2017

- Liderar el equipo de trabajo de la zonal, para lograr los objetivos comerciales.
- Obtener información de las acciones de la competencia, proponiendo alternativas comerciales propias y/o integradas con los segmentos de negocio a fin de garantizar nuestra posición en el mercado.
- Ser el nexo principal de la zonal con las diversas áreas de la compañía que interactúan con nuestra Región.
- Liderar y proponer acciones comerciales que contribuyan al desarrollo del mercado.
- Representar al Grupo Telefónica legal y comercialmente.

Telefónica del Perú S.A.A.

Empresa privada, que se dedica a la prestación de toda clase de servicios de telecomunicaciones a nivel nacional.

Key Account Manager (Huánuco – Pucallpa)

mayo 2016 hasta la fecha

- Liderar la implementación del Proyecto de Zonificación para las zonales asignadas, asegurando la correcta operación del socio.

- Diseñar y revisar periódicamente las rutas a nivel zonal en coordinación con los Jefes Zonales y el Socio.
- Propiciar el crecimiento de la capilaridad en cada Circuito/Ruta.
- Coordinación entre Telefónica y el Socio para el despliegue de las políticas y normativas a gestionar por parte del Socio.
- Asegurar la continuidad del Negocio en todos los frentes del canal AD (coordinar en el caso de la ausencia o retiro de alguna posición del Socio [distribuidor, supervisor, almacenero, vendedor, etc.]
- Consolidar las ofertas, incentivos y acciones de trade marketing realizadas por la competencia.
- Coordinar con el distribuidor y planificación el lanzamiento e implementación de nuevos productos/procesos en el mercado.
- Realizar visitas continuas al mercado en las diversas zonales.
- Análisis y seguimiento continuo de los SLAs.
- Gestionar la disponibilidad de Stocks en cada bodega del Socio.

Telefónica del Perú S.A.A.

Empresa privada, que se dedica a la prestación de toda clase de servicios de telecomunicaciones a nivel nacional.

Coordinador Comercial (Pucallpa)

agosto 2014 – abril 2016

Responsable de:

- Supervisar y gestionar los diferentes canales de ventas (Agente Autorizados, Retail, PDV y Canales presenciales).
- La organización de campañas en la ciudad Pucallpa y periféricas.
- La planificación de acciones tácticas para la realización de campañas.
- Planificar capacitaciones para la FF.VV.
- La distribución de objetivos de ventas por canal, entidad y FF.VV.
- Analizar la problemática de los canales de ventas.
- Analizar y crear indicadores de calidad (KPIs).
- Realizar estrategias para cumplimiento de objetivos

Universidad Alas Peruanas

Empresa privada dedicada a la educación universitaria

Docente Universitario (Pucallpa)

septiembre 2013 – mayo 2014

- Preparar las lecciones correspondientes al currículo de las clases asignadas.
- Presentar las lecciones cumpliendo con los objetivos de la institución.
- Corregir y otorgar exámenes de forma oportuna.

Telefónica Brasil S.A.

Empresa privada, que se dedica a la prestación de toda clase de servicios de telecomunicaciones a nivel nacional.

Analista de Desarrollo Comercial (Sao Paulo)

enero 2012 – julio 2012

Responsable de:

- La creación de herramientas y aplicativos para la Gerencia Comercial.
- La planificación de capacitaciones para la Gerencia Comercial.
- El mejoramiento del portafolio de productos.
- La coordinación con las distintas gerencias, para la aprobación de lanzamientos de herramientas para los gerentes de cuentas.

Telefónica del Perú S.A.A.

Empresa privada, que se dedica a la prestación de toda clase de servicios de telecomunicaciones a nivel nacional.

Gestor Comercial (Pucallpa)**diciembre 2006 – julio 2014**

Responsable de:

- El buen funcionamiento de la gestión comercial de la fuerza de ventas de Retail, Multicentro, Cav y ventas directas.
- Elaboración y planificación del plan de trabajo mensual.
- El desdoblamiento de cuotas por canal y por vendedor.
- Obtener ventas cuantitativas y cualitativas.
- La dirección y control de las actividades comerciales de la fuerza de ventas.
- Capacitar, motivar e incentivar a la fuerza de ventas para el logro de los mejores resultados en equipo.

Cervecería “San Juan S.A.A.” (Unión de Cervecerías Peruanas Backus - Ambev)

Empresa privada, que se dedica a la elaboración y comercialización de bebidas alcohólicas y gasificadas.

Supervisor de Ventas (Pucallpa)**mayo 2005 – diciembre 2006**

Responsable:

- Que se cumplan las políticas de la ejecución de las ventas.
- El control de ventas.
- Tener a la FFVV motivada.
- Negociar con los clientes la mejor ubicación dentro del PDV.
- El seguimiento de la cobranza a los clientes.
- La distribución de material publicitario.
- La Coordinación Empresa – Punto de Venta.
- La supervisión de ventas.
- La promoción de los productos en el PDV.
- Negociar con los clientes, la mejor ubicación en sus anaqueles

EDUCACIÓN COMPLEMENTARIA**Universidad ESAN****marzo 2013 – setiembre 2013**

Diplomado en Gestión de Recursos Humanos

FGV (Fundación Getulio Vargas – Sao Paulo – Brasil)**marzo 2012 – julio 2012**

PEC (MARKETING Y VENTAS: Ventas y Negocios B2B)

IDIOMAS

Portugués Avanzado

Inglés Intermedio

MANEJO DE PROGRAMAS

Microsoft Office – Nivel avanzado

Maestría en: Magíster en Administración de Empresas
Título de la tesis: **Impacto en la Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A., por la pérdida de clientes regulados en aplicación del Decreto Supremo N° 022-2009-EM y propuestas para reducir el impacto generado.**
Autor(es):
- MALLMA TOLENTINO, Héctor Rubén
- NAPAICO CASIMIRO, Jorge Pablo
- SANDOVAL GARCÍA, Arjady Dahapne

RESUMEN EJECUTIVO

Durante los últimos años, a través de la implementación de nuevas de centrales de generación, se ha incrementado la oferta de la energía eléctrica en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), hecho que fortalece la seguridad eléctrica en el Perú y también dio inicio a una competencia entre las empresas generadoras y las distribuidoras, donde las generadoras con el afán de conseguir nuevos clientes captan clientes importantes de la empresas distribuidoras que registran una máxima demanda anual mayor a 200 kW, amparados en el Decreto Supremo N° 022-2019-EM “Reglamento de usuarios libres de electricidad”.

En este contexto Electro Ucayali S.A., no está exceptuado de la competencia originada por las generadoras, por lo que, la presente tesis de investigación determinará el impacto económico que generará a Electro Ucayali S.A., por la pérdida de clientes importantes, se desarrollara una evaluación externa al 2021 e interna de la empresa, identificación de los atributos de valor del producto (potencia y energía) y finalmente se formularán propuestas para reducir el impacto.

En la determinación de las pérdidas económicas, se consideró las utilidades que dejará de recibir Electro Ucayali S.A., por la no venta de energía y potencia de generación por cada cliente en estudio. El análisis externo a un horizonte de cinco años (2021) evalúa la demanda y oferta en el SEIN, la demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde y la oferta de las instalaciones eléctricas que conectan a este

al SEIN, para lo cual se ha empleado el método inferencial, información estadística del COES, información estadística de Electro Ucayali S.A., información de ejecución de nuevas centrales supervisadas por Osinergmin. La valoración de los atributos de valor del producto “Sin interrupciones”, “Tensión estable “, “Precio”, Trato preferencial” y “Atención de emergencias”, mediante una encuesta dirigida a clientes importantes.

En el análisis interno, dirigido a determinar la calidad de atención al cliente, mediante encuesta, evaluar la organización (fuerza laboral) e inventarios de materiales (stock).

Los resultados de investigación, han mostrado que Electro Ucayali S.A., anualmente perderá aproximadamente S/. 2.30 MM soles por la pérdida de 12 clientes importantes. Asimismo existen otros 12 clientes que cumplen las condiciones para optar por el cambio de regulado a libre, acción que originaría una pérdida anual de S/. 1.64 MM soles. La oferta del SEIN al 2021 garantiza la atención de las demandas proyectadas, la oferta de las instalaciones eléctricas que conectan al SSEE Pucallpa - Campo Verde satisfacen su demanda proyectada al 2021. La encuesta de valoración de producto determinó que “Trato preferencial” (4.15) “Atención de emergencias” (3.90) y “Precio” (2.85) son los tres atributos de mayor valoración por los clientes importantes.

Electro Ucayali S.A., para reducir el impacto, deberá retener a los clientes bajo la estrategia de diferenciación, para lo cual deberá reformular su estructura organizacional, mejorar el trato preferencial con la implementación de un canal de atención exclusivo para asesorar a los clientes importantes en tarifas, usos eficientes de la electricidad, atención de emergencias y mantenimientos internos e implantar un sistema de información para administrar las relaciones con el cliente (CRM). Asimismo incrementar ingresos a través de la incorporación de nuevos clientes, evaluar inversión en generación, establecer alianzas con las empresas de generación bajo el ámbito de FONAFE, y gobierno corporativo con la finalidad de garantizar la continuidad de las estrategias a implementarse.

Resumen elaborado por los autores

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

En los últimos años la demanda de energía eléctrica en el Perú se incrementó por las necesidades derivadas del crecimiento nacional y las inversiones realizadas por los diferentes agentes económicos, acorde con el crecimiento experimentado en los últimos años.

La cadena de suministro de la energía eléctrica está compuesta por empresas de generación, transmisión y distribución, quienes conjugan esfuerzos individuales y se convierten en una gran instalación eléctrica denominada Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que está compuesta por centrales de generación, encargadas de ofertar potencia y energía eléctrica, subestaciones de potencia que transforman los niveles de tensión con la finalidad de trasladar la potencia y energía eléctrica a grandes distancias, redes de transmisión encargadas de transportar la potencia y energía en diferentes niveles de tensión (500 kV, 220 kV, 138 kV, etc.) desde la central de generación hasta los centros de distribución y a los clientes libres, las empresas de distribución se encargan de entregar potencia y energía eléctrica a los usuarios finales.

Las empresas generadoras de electricidad tienen como misión principal satisfacer la demanda de energía en el país; por lo que, el estado regula las inversiones y mecanismos para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, esto ha permitido que se construyan e implementen nuevas centrales de generación de electricidad para otorgar confiabilidad del sistema eléctrico y satisfacer la demanda de energía eléctrica en todos los extremos del país.

Durante los años 2014, 2015 y 2016 se presentó el ingreso de nuevas centrales de generación con capacidades importantes, alcanzando a 86.03% el margen de reserva al 2016. Sin embargo el margen de reserva fijado por el MEM es de 38.9%

El incremento de la oferta ha originado que las empresas generadoras enfoquen sus esfuerzos en captar clientes regulados con demandas mayores a 200 kW amparados en el D.S. N° 022-2009-EM “Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad”, iniciándose competencia entre empresas de generación y de distribución, lo que expone a las

empresas de distribución a perder clientes con consumos importantes y reducir sus ingresos financieros.

La investigación referente al incremento de la oferta (generación) permitirá predecir su duración y sus efectos sobre Electro Ucayali S.A., contribuyendo a descubrir en el ámbito externo las amenazas y las oportunidades, en el ámbito interno las fortalezas y debilidades, y formular acciones que permitan reducir las pérdidas que se generan por el cambio de usuario regulados a libres.

1.1.Motivación

La Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A, (Electro Ucayali S.A.), es una empresa dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica en la localidad de Pucallpa, supervisada por Osinergmin y regulada principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) y su reglamento, La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la aplicación del Decreto Supremo N° 022-2009-EM “Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad”, entre otras normas del sector eléctrico peruano.

El crecimiento de la oferta eléctrica en estos últimos años se ha dado por la implementación de nuevas centrales de generación de electricidad, conectadas al SEIN, lo cual ha provocado el incremento considerable del *margen de reserva*¹ en el SEIN, motivando que las empresas generadoras de electricidad incursionen en la búsqueda de captar nuevos clientes con consumos importantes de energía cuyas potencias superen los 200 kW (permitido y normado en el D.S. N° 022-2009-EM); no obstante, este fenómeno expone a la empresa Electro Ucayali S.A., en una posición de perder clientes redituables, generando una reducción de ingresos por ventas de potencia y energía, por lo tanto, afectándose económicamente. El presente estudio buscará identificar mecanismos para reducir la pérdida de clientes importantes que optan por el cambio de condición regulado a libre.

¹ En un sistema eléctrico: Es un porcentaje de la capacidad total no utilizada pero disponible.

Para tal fin, se requiere del análisis cuantitativo y cualitativo para determinar el impacto que generará la aplicación del Decreto Supremo N° 022-2009-EM, sobre Electro Ucayali S.A., el mismo que deberá adoptar medidas de control, actividades estratégicas sobre los clientes importantes y procedimientos de administración, a fin de reducir el impacto negativo en la rentabilidad de la empresa por la aplicación normativa.

1.2. Objetivo de la tesis

El objetivo principal de esta investigación es determinar el impacto económico que genera la pérdida o salida de clientes importantes de la cartera de Electro Ucayali S.A.

Asimismo, como objetivos secundarios se pretende:

- a) Evaluar externa e internamente a la empresa Electro Ucayali S.A.
- b) Identificar la valoración de los atributos de valor del producto (potencia y energía eléctrica)
- c) Formular propuestas para reducir el impacto.

1.3. Alcance de la tesis

Las empresas de distribución de energía eléctrica, tienen como actividad principal brindar el servicio público de electricidad, que se realiza en forma monopólica en una determinada zona de concesión, otorgada por el Estado Peruano, mediante un contrato de concesión.

La presente tesis investigará el efecto de la aplicación del D.S. N° 022-2009-EM en la empresa Electro Ucayali S.A., que tiene como ámbito de influencia la Región Ucayali. Teniendo la mayor concentración de clientes en la provincia de Coronel Portillo, la estructura de clientes se define en dos segmentos, la cartera de clientes importantes (posibles clientes libres) y la de clientes comunes, cuya participación por venta de energía es de 46% y 54% respectivamente. Asimismo,

es necesario aclarar que en el mismo orden el primero representa el 1% del total de clientes de la empresa y aporta el 37% de ingresos totales.

La aplicación del D. S. N° 022-2009-EM, faculta a los clientes importantes, con una máxima demanda anual mayor a 200 kW, a elegir el cambio de su condición de regulado a libre, y comprar potencia y energía eléctrica a una empresa de generación a su conveniencia.

Actualmente, los clientes que superan la demanda de 200 kW, son los clientes más importantes de las empresas de distribución de energía eléctrica. Por lo tanto, la aplicación del D.S. N° 022-2009-EM, y la salida de los clientes importantes, modificará la estructura de participación de clientes en la venta de energía e ingresos monetarios.

El presente trabajo de investigación se concentra en la Empresa Electro Ucayali S.A., específicamente en el segmento de clientes importantes ubicados en el Servicio Eléctrico Pucallpa – Campo Verde y los efectos de los alcances del D.S. N° 022-2009-EM.

CAPÍTULO II. MARCO CONCEPTUAL Y METODOLOGÍA

2.1. Marco conceptual

2.1.1. Marco normativo del Sector Eléctrico

El sistema de energía eléctrica en el Perú se encuentra regulado y las principales normas legales vigentes son las siguientes:

2.1.1.1. Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (LCE)

Norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país. La ley de Concesiones Eléctricas se aprobó mediante decreto Ley N° 25884 y su reglamento mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM (RLCE).

2.1.1.2. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y Reglamento (Ley 28832, D.S. 017-2000-EM)

Modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas, estableciendo como uno de sus principales objetivos, asegurar la generación de energía de modo tal que se reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de los precios. Asimismo, persigue reducir los riesgos derivados de la falta de energía y asegurar al consumidor final una tarifa más competitiva a través de una mayor competencia en el mercado de generación.

2.1.1.3. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)

Establece los niveles mínimos de calidad que deben cumplir los servicios eléctricos.

***2.1.1.4. Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico y su Reglamento
(Ley 26876, D.S. 017-98-ITINCI)***

Establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15% que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se sujetarán a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia.

2.1.1.5. Ley que establece Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado (Ley 29179)

Establece que la demanda de potencia y energía que esté destinada al servicio público de electricidad y que no cuente con contratos de suministro de energía que la respalde, deberá ser asumida por los generadores conforme al procedimiento que sea establecido por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

2.1.1.6. Normas para la Promoción a la Inversión Privada

El Estado ha promulgado diversos decretos y leyes con el fin de brindar estabilidad jurídica a inversiones extranjeras mediante el reconocimiento de garantías, promover la participación de inversiones en infraestructura de servicios públicos, mejorar la cobertura de los servicios eléctricos, garantizar la libertad de comercio exterior e interior, entre otros.

2.1.2. Principales entidades que intervienen en el Sector Eléctrico Peruano

2.1.2.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Es el organismo rector integrante del Poder Ejecutivo, teniendo la finalidad de formular y evaluar las políticas de alcance nacional en la materia de desarrollo sostenible en las actividades de minería y energía, en concordancia con la política

general y planes del gobierno. También es la autoridad competente en los asuntos ambientales.

Dentro de este ministerio se encuentra la Dirección General de Electricidad (DGE), que está a cargo de proponer y evaluar la política del subsector electricidad y promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica.

2.1.2.2. Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

Es una entidad privada, conformado por todos los agentes integrantes del SEIN (generadoras, transmisores, distribuidoras y usuarios libres), y sus decisiones lo cumplen obligatoriamente los agentes. La finalidad del COES es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al menor costo, preservando la seguridad del sistema, aprovechar mejor los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo a través del Plan de Transmisión y administrar el Mercado de Corto Plazo.

2.1.2.3. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)

Es una institución pública a cargo de regular y supervisar las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y mineros, con la finalidad que cumplan las disposiciones legales y técnicas en las actividades que desarrollan, conservando el medio ambiente.

2.1.3. Sector Eléctrico Peruano

A partir del 05 de diciembre de 1992, el Sector Eléctrico Peruano, es reformado por entrar en vigencia la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), que fue aprobado mediante Decreto Ley N° 25844, que consta de XI títulos y 123 artículos. El objetivo de la LCE es normar las actividades de:

- a) La comisión de tarifas de energía (actualmente Osinergmin-GART)
- b) El otorgamiento de concesiones y autorizaciones, en las actividades de generación, transmisión y distribución.

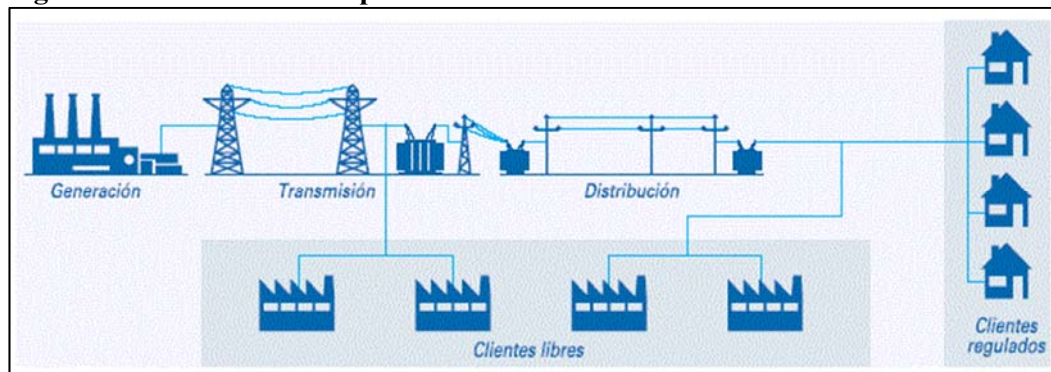
- c) El comité de operación económica del sistema (COES).
- d) El sistema de precios de la electricidad.
- e) La prestación del servicio público de electricidad.
- f) La fiscalización (Osinerghmin).
- g) Las garantías y medidas de promoción a la inversión.
- h) El uso de bienes públicos y terceros u otros.

Con fecha 19 de febrero de 1993, se aprobó el reglamento de la LCE, mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, que consta de XI títulos y 239 artículos.

La Ley de Concesiones Eléctricas, introdujo la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, no permitiendo que estas actividades sean efectuadas por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de este, no integrándose verticalmente las empresas de generación, transmisión y distribución.

El mercado eléctrico Peruano, está compuesto por empresas de generación, transmisión, distribución, usuarios regulados y cliente libres, como se muestra en la figura 2.1, y existen relaciones comerciales entre estos.

Figura 2.1. Sector eléctrico peruano



Fuente: Economía de la Energía, Pontificia Universidad Católica de Chile.
Elaboración: Ph.D.Enzo Sauma

2.1.3.1. Generación

Frecuentemente se ubican en geografías inaccesibles, encargadas de producir y abastecer de potencia y energía eléctrica a las empresas de distribución eléctrica y a los

clientes libres. El mercado de las empresas de generación es de libre competencia, la capacidad de abastecimiento (potencia) es la oferta en el mercado eléctrico. Para la producción de la energía eléctrica emplean fuentes de energía como hidráulica, gas, carbón, petróleo residual, diésel, biogás, solar, eólico, etc., siendo en el Perú de mayor utilización el hidráulico y el gas natural.

Según Tello (2016), “... *La energía eléctrica en el Perú es generada en mayor parte por centrales hidroeléctricas (56.4%) y centrales térmicas (41.7%), de las cuales alrededor del 71% de centrales térmicas utiliza gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.*” (p.1)

Los precios de la energía y potencia son reguladas por el Osinergmin, mediante procesos regulatorios que se realizan una vez cada año.

Las empresas de generación, son integrantes del SEIN y de acuerdo al directorio de empresas del subsector eléctrico publicado por el MEM a abril del 2016 existen 48 empresas de generación que forman parte del SEIN.

2.1.3.2. Transmisión

La transmisión tiene como finalidad transportar energía y potencia eléctrica desde las centrales de generación hasta las empresas de distribución, que comúnmente se encuentran a grandes distancias, permitiendo la libre comercialización entre el generador y el distribuidor.

Esta actividad se realiza mediante un conjunto de redes eléctricas encargadas de transportar energía y potencia eléctrica, como se observa en la figura 2.2., empleando niveles de tensión superiores o iguales a 30 kV, (alta y muy alta tensión). En Perú se emplean niveles de tensión de 60 kV, 138 kV, 220 kV, y en los últimos años se han incorporado redes eléctricas de 500 kV.

Esta actividad es considerada como un monopolio natural al estar definida de forma geográfica. Las empresas de transmisión compiten para obtener las concesiones a través

de licitaciones públicas promovidas por el Estado, y están prohibidas de comercializar energía eléctrica, estas empresas se encuentran sujetas a regulación de precios con la intervención del Osinergmin, actividad que se realiza una vez al año.

Las empresas de transmisión, son integrantes del SEIN y de acuerdo al directorio de empresas del subsector eléctrico publicado por el MEM a abril del 2016 existen 13 empresas de transmisión que forman parte del SEIN.

Figura 2.2. Línea transmisión 500kV Mantaro-Montalvo



Fuente: <http://www.sectorelectricidad.com/6987/peru-proinversion-adjudico-linea-de-transmision-mantaro-montalvo-a-empresa-isa/>
Elaboración: Sector Electricidad.

2.1.3.3. Distribución

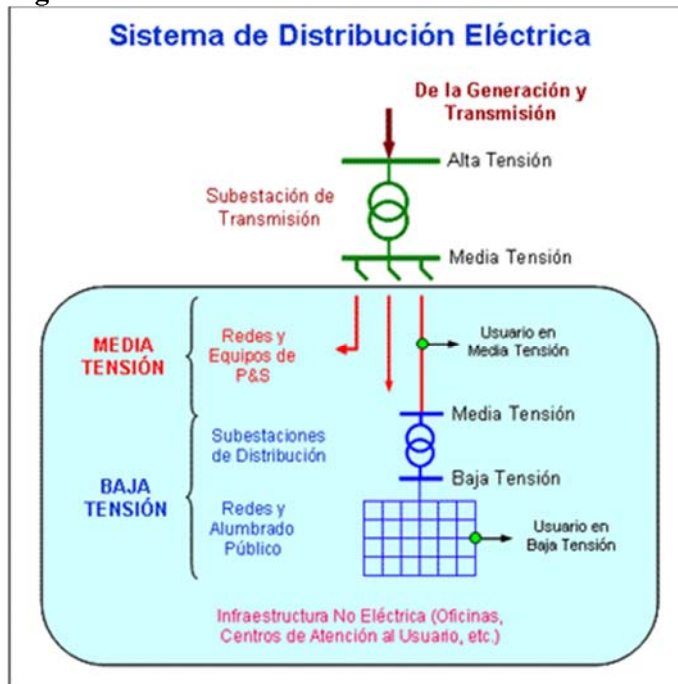
Las empresas de distribución, son las encargadas de recibir en el punto o barra de entrega la energía y potencia eléctrica producida por las empresas generadoras, a través de las empresas de transmisión. La energía y potencia eléctrica recibida se transforma a niveles de media tensión ($> 1 \text{ kV}$ y $< 30 \text{ kV}$), para ser distribuidas a través de infraestructuras eléctricas en media tensión y posteriormente ser transformada a baja tensión ($\leq 1 \text{ kV}$) que es distribuida con infraestructuras de baja tensión y entregada a los clientes regulados en baja tensión (pequeña industria, comercios, residencias, etc.).

Los clientes regulados en media tensión, se conectan directamente a las redes de media tensión, como se muestra en la figura 2.3.

La actividad de distribución y comercialización es un monopolio natural, que se realiza en una determinada área geográfica, adquirida a través de una concesión otorgada por el MEM.

La generación de recursos económicos de una empresa es la venta de los bienes o servicios que realiza. En el caso de las empresas de distribución eléctrica los resultados económicos son producidos mayoritariamente por la venta de energía y potencia eléctrica.

Figura 2.3. Sistema de distribución eléctrica



Fuente: http://www2.osinerg.gob.pe/ProcReg/VAD/VAD2013/1Introducci%C3%B3n_archivos/image011.jpg

Elaboración: Osinergmin

Las empresas de distribución, están obligadas a celebrar contratos de largo o mediano plazo con las empresas de generación para el suministro de energía y potencia eléctrica, en la que se establece los volúmenes de compra, precios en barra, condiciones técnicas y vigencia del contrato, con la finalidad de garantizar la continuidad del servicio eléctrico y satisfacer la demanda de los usuarios finales. Los precios en barra

que se establezcan pueden ser por acuerdo de partes o a través de licitaciones públicas convocadas por el distribuidor con la finalidad de generar competencia entre los generadores y conseguir mejores precios en barra (precio de compra).

Los precios de distribución y comercialización (precio de venta) son reguladas por Osinergmin, que establece diversas tarifas de acuerdo al nivel de tensión y potencia, la regulación para esta actividad se realiza cada cuatro años. No existiendo libertad de precios.

El incremento o maximización de utilidades es mejorando la eficiencia principalmente en las actividades de: venta de energía y potencia, incrementar nuevos clientes, mejorar la calidad del servicio eléctrico, ser más eficientes en los procesos productivos, reducir las pérdidas técnicas (pérdidas en transformación, distribución, etc.) y pérdidas no técnicas (hurto de energía eléctrica) en la distribución de la energía eléctrica.

Actualmente en el Perú existen empresas de distribución que son integrantes del SEIN y otras que se encuentran aisladas al SEIN como la empresa de distribución Electro Oriente S.A., de acuerdo al directorio de empresas del subsector eléctrico publicado por el MEM a abril del 2016, existen en el Perú 21 empresas de distribución.

2.1.3.4. Usuarios Regulados

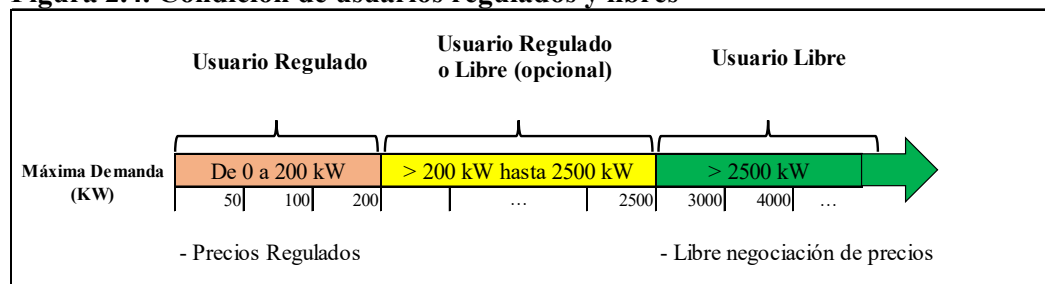
Son el eslabón final de la cadena de suministro, que hacen uso de la energía eléctrica, para actividades industriales, comerciales, viviendas u otros, y son suministrados por la empresa distribuidora eléctrica en cumplimiento al contrato comercial que celebran entre ambas partes.

Los precios que honran a la empresa distribuidora son de acuerdo a la tarifa elegida según la norma opciones tarifarias y condiciones de aplicación, las mismas que son regulados y aprobados por el Osinergmin.

Una condición técnica es que todos los clientes que emplean una máxima demanda anual, igual o menor a 200 kW, tienen la condición de cliente regulado, de acuerdo al artículo 2 del reglamento de LCE, y el reglamento de usuarios libres de electricidad como se muestra en la figura 2.4.

Sin embargo los clientes que registran una máxima demanda anual mayor a 200 kW y menor de 2,500 kW, tienen la facultad de mantenerse como regulado o elegir ser usuario libre. El procedimiento para trasladarse como usuario libre es que deberá solicitar a la empresa de distribución su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un año precisando la empresa de generación que le suministrará energía y potencia, la vigencia de ser cliente libre es un mínimo de tres años, asimismo el usuario no deberá adeudar al distribuidor y contar con los equipos de medición adecuados para el cambio de condición.

Figura 2.4. Condición de usuarios regulados y libres



Fuente: Reglamento de usuarios libres de electricidad

Elaboración: Autores de esta tesis

Según Osinergmin en el reporte semestral de monitoreo del mercado eléctrico al primer semestre de 2016, en el Perú existen 6'853,849 usuarios regulados que son atendidos por las diferentes empresas de distribución.

2.1.3.5. Usuarios libres

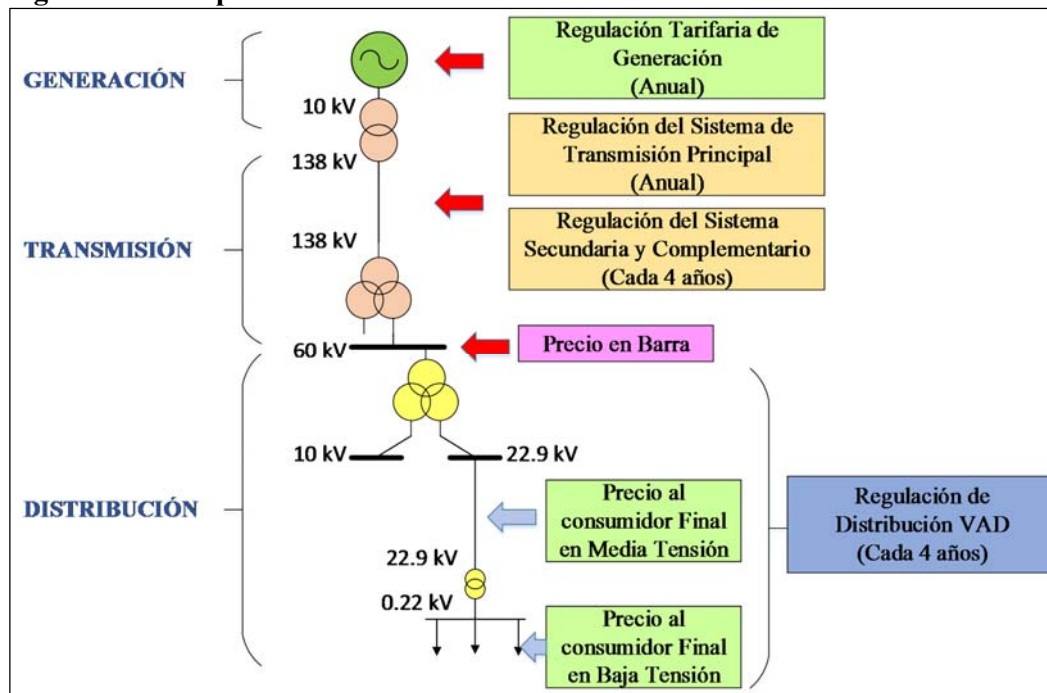
Estos usuarios, se encuentran conectados directamente a las líneas del transmisor en alta tensión (≥ 30 kV y ≤ 100 kV) o muy alta tensión (> 100 kV) o a las líneas del distribuidor en media tensión (> 1 kV y < 30 kV). Estos compran potencia y energía eléctrica directamente a una o más empresas de generación, estando facultados a negociar libremente los precios. Dado que no son regulados por el Osinergmin, normalmente contratan por debajo del precio en barra.

Técnicamente, es obligado a ser usuario libre, si registra una máxima demanda anual mayor a 2,500 kW. Al 31 de diciembre de 2016, existen 52 Usuarios Libres, que son integrantes del SEIN.

2.1.4. Regulación del sector eléctrico

La fijación de precios de la potencia y energía eléctrica, en las actividades de generación, transmisión y distribución se encuentran reguladas por el Osinergmin, que establece los precios máximos que estos puedan ofertar. Es decir al generador los precios básicos de potencia y energía, al transmisor precios de peajes y al distribuidor precios del valor agregado de distribución, estableciéndose los precios al usuario final como la suma de estos tres componentes, como se muestra en la figura N° 2.5

Figura 2.5. Composición de la tarifa eléctrica



Fuente: Osinergmin

Elaboración: Autores de esta tesis

2.1.4.1. Regulación tarifaria en generación

La regulación tarifaria, reconoce la recuperación del costo de inversión de la central de generación en un periodo de 20 años, el costo de la inversión de la conexión eléctrica en un periodo de 30 años (incluye, costo de los equipos, flete, seguros, costos de importación, costo de instalación y conexión al sistema), ambas inversiones a una tasa de descuento del 12%. Asimismo, reconoce los costos de operación y mantenimiento. Esta fijación de tarifas en barra es establecida anualmente por el Osinergmin y entran en vigencia en mayo de cada año. En este proceso de regulación establece el precio básico de potencia y energía, considerando lo siguiente:

- a) El precio básico de energía, considera el precio de combustibles, escenarios de hidrología, situación de embalses, tasa de actualización (12%), plan de obras, costo de racionamiento y proyección de la demanda. Asimismo, se establece el precio de energía de acuerdo un horario diferenciando en hora punta (consumo realizado de 06:00 p.m. a 11:00 p.m.) y fuera de punta (consumo realizado en un horario distinto de 06:00 p.m. a 11:00 p.m.)
- b) El precio de potencia, para su determinación considera la anualidad de la inversión y mantenimiento de la última central llamada a producir para cubrir la máxima demanda del SEIN (costo marginal), también se considera la potencia efectiva y la tasa de indisponibilidad, fijando un precio por kW.

Establecido los precios básicos de energía y potencia, estos no se mantiene fijos durante el año de vigencia de la fijación tarifaria, pudiendo variar el precio básico de energía por factores de tipo de cambio, precio del petróleo diésel N° 2, precio del petróleo residual 6, precio del gas natural, precio del carbón bituminoso y factores de ponderación, igualmente el precio de la potencia puede variar por factores del tipo de cambio, tasa arancelaria para importar maquinaria de generación eléctrica, precios al por mayor, y factores de ponderación. Para ambos casos si algunos de los factores varían en más del 5% en relación al valor utilizado en la última actualización, deberá trasladarse al precio respectivo.

La venta por potencia de energía eléctrica no es directamente a favor de la empresa generadora que contractualmente factura este cargo, debido a que la normatividad establece que los ingresos de potencia registrados por todas las empresas generadoras deben ser depositados a una bolsa común, llamada “*bolsa de capacidad*”, el importe transferido por potencia deberá calcularse con el precio regulado de la potencia, luego debe ser repartido de acuerdo a lo establecido en la LCE y su reglamento, el cálculo del reparto está a cargo del COES, que emite el informe de transferencia de potencia, estos repartos se realiza mensualmente y son el ingreso garantizado por potencia firme² a favor de la empresa generadora, existiendo dos escenarios de reparto como se muestra en la figura N° 2.6.

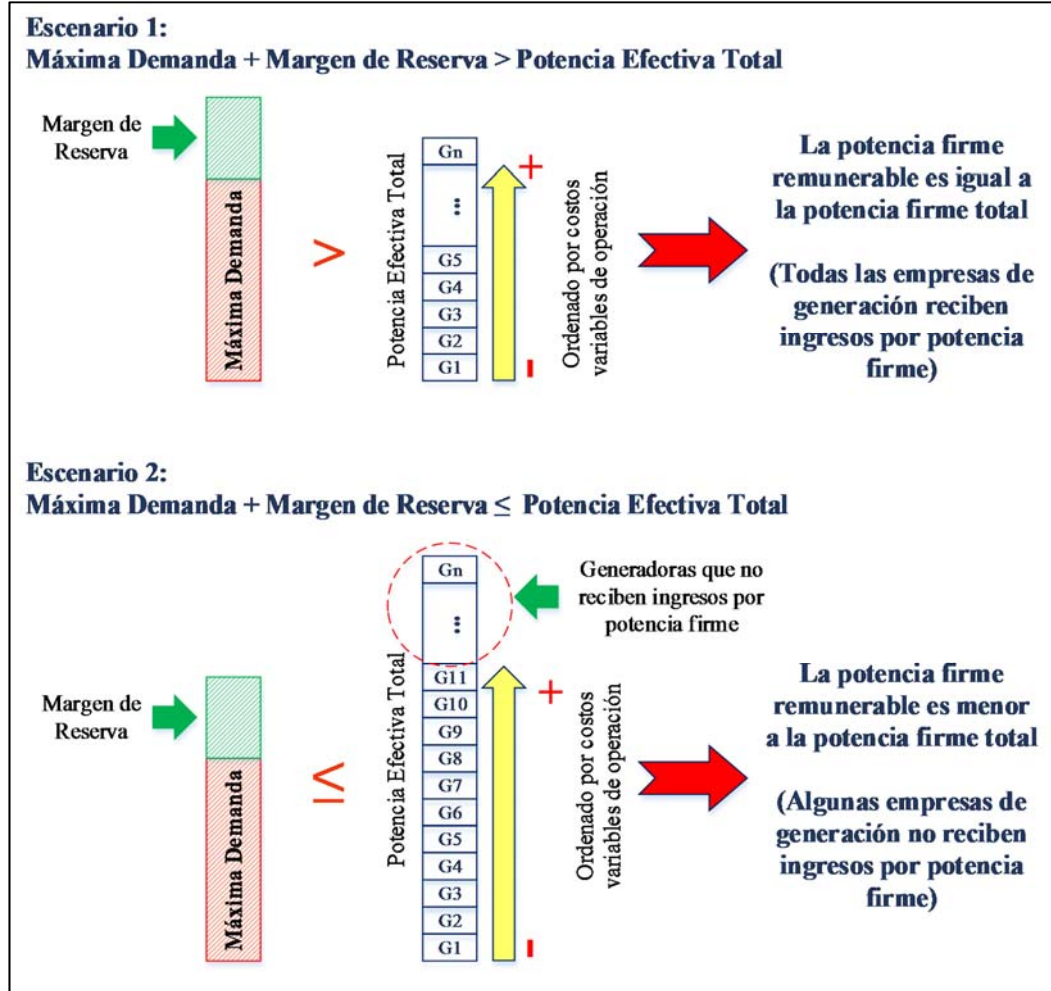
El margen de reserva es fijando por el MEM cada cuatro (04) años o cuando ocurra cambios sustanciales en la oferta o la demanda, en cumplimiento a LCE.

En el escenario 1, la oferta de generación es menor a la sumatoria de la máxima demanda y el margen de reserva, lo que implica que todas las empresas de generación recibirán ingresos por potencia firme, asimismo es baja la competencia entre generadores.

En el escenario 2, se observa que la oferta de generación es mayor a la sumatoria de la máxima demanda y al margen de reserva, en este escenario algunas empresas no perciben ingresos por potencia firme, y al operar en un sistema de competencia mayorista, las generadoras compiten por vender energía a las distribuidoras o clientes libres, con la finalidad de percibir ingresos.

² Potencia Firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, definición según la Ley de Concesiones Eléctricas.

Figura 2.6. Ingreso garantizado por potencia firme



Fuente: LCE, RLCE, Osinergmin.
 Elaboración: Autores de esta tesis.

2.1.4.2. La regulación tarifaria de transmisión principal – secundario

Reconoce la recuperación del costo de inversión de las instalaciones en un periodo de 30 años, la valorización de la configuración del sistema de transmisión corresponde a un sistema económicamente adaptado, de acuerdo al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) que garantiza el costo de renovar las instalaciones eléctricas con la tecnología y precios vigentes, y lo establece el Osinergmin, la recuperación de la inversión es a una tasa de descuento del 12%. También la regulación reconoce los costos de operación y mantenimiento en base al análisis de eficiencia, las compensaciones y gastos por servidumbres utilizadas, gastos por estudios y supervisión. La fijación de la tarifa se fija anualmente por Osinergmin y entran en vigencia en el mes de mayo de cada año.

La regulación tarifaria del sistema de transmisión secundaria y complementaria es similar con la diferencia que la fijación de la tarifa (peaje) se fija cada cuatro años.

2.1.4.3. La regulación tarifaria en distribución

La tarifa eléctrica de distribución se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD), y es regulada por el Osinergmin debido a que la actividad de distribución eléctrica es un monopolio natural. La composición del VAD, se muestra en la figura 2.7.

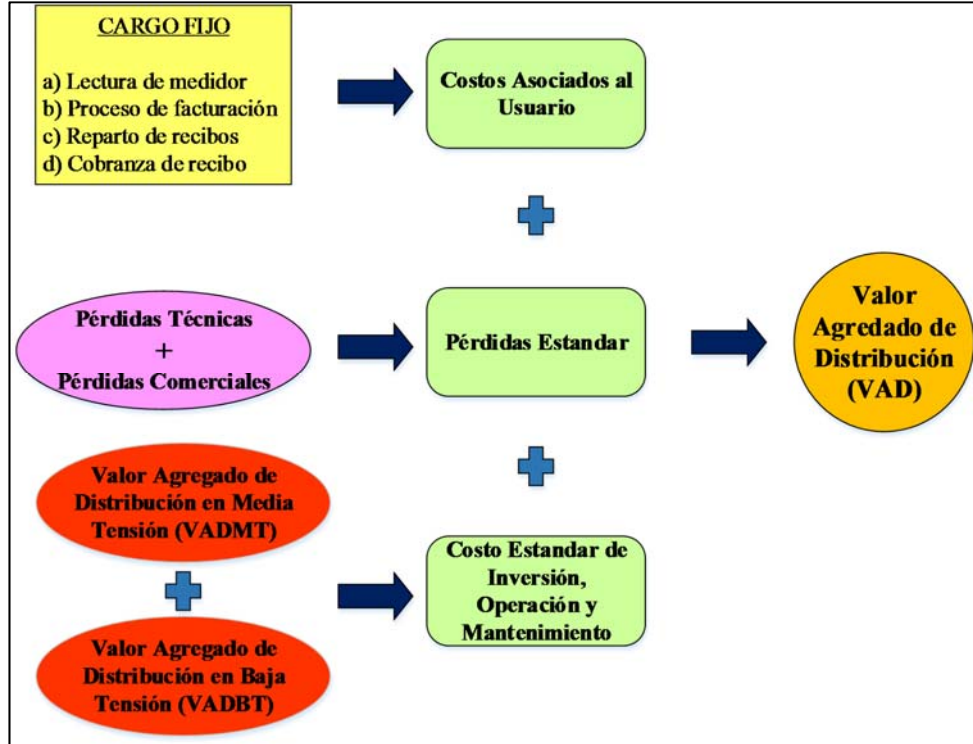
Los costos asociados al usuario, en este procedimiento se fija el cargo fijo que reconoce los costos de actividades de toma de lectura del medidor, proceso de la toma de lectura, proceso de facturación, reparto de recibos a domicilio, y la cobranza de los recibos de energía eléctrica.

Pérdidas estándar, en este procedimiento se fija los porcentajes máximos que reconoce la tarifa por pérdidas técnicas (incluye pérdidas en redes de media tensión, baja tensión, subestaciones de distribución, acometidas y medidores) y pérdidas comerciales (incluye pérdidas por fraudes, errores de medición, errores de facturación y hurto de energía eléctrica), en la actividad de distribución de energía y potencia eléctrica.

Costo estándar de inversión, operación y mantenimiento, en este procedimiento el regulador reconoce los costos de inversiones eficientes, que es determinado a través del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Asimismo, también se reconoce los costos eficientes de operación, mantenimiento, administración y gestión comercial. El VAD se calcula de acuerdo al nivel de tensión (media tensión o baja tensión).

El VAD, se determina como un costo total anual, que equivale a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR) de la empresa eficiente o adaptada más los costos eficientes de operación, mantenimiento, administración y gestión comercial o también conocidos como costos de explotación (CE).

Figura 2.7. Composición de la tarifa de distribución (VAD)



Fuente: Osinergmin

Elaboración: Autores de esta tesis.

El artículo 76 de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que el VNR, “... representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes”, y deberá considerar una tasa de actualización del 12%, los gastos y compensaciones por servidumbre y gastos incurridos en estudios y supervisión.

El VNR, comprende el inventario de las instalaciones eléctricas (redes de media tensión, subestaciones de distribución, redes baja tensión), y no eléctricas (terrenos, edificios, construcciones, vehículos de transporte, comunicación, equipos de oficina, computo, etc.), información empleada en la determinación de los costos de inversión.

El VNR, no reconoce exactamente los costos que realizó la distribuidora, sino los costos del sistema económicamente adaptado, que recurre a la tecnología actual con precios actualizados de mercado, este método conduce a que la distribuidora busque invertir óptimamente. En caso existan mejores tecnologías a las empleadas por la

distribuidora, se toma en cuenta los precios actuales de la nueva tecnología, el riesgo de obsolescencia lo asume la distribuidora.

Conceptual y matemáticamente el VAD es el precio en soles que debe pagarse por el servicio brindado por la empresa distribuidora por desplazar una unidad de potencia (kW) desde la barra de media tensión, hasta los puntos de entrega al cliente final para su consumo.

Por los tanto, podemos afirmar que el VAD, es el último eslabón en la cadena del recorrido de la energía eléctrica que permite que los usuarios finales, consuman y se beneficien de la energía producida por los generadores.

El VAD de acuerdo al artículo 66 de la LCE, es calculado por cada empresa de distribución, considerando los sectores típicos de distribución que son establecidos por el MEM, actualmente se tiene ocho sectores típicos como se muestra en el cuadro 2.1. Los mismos que se consideran sistemas eléctricos modelos, que es la base de la regulación por empresa modelo eficiente.

El sistema eléctrico modelo, sirve como referencia para comparar con otros sistemas eléctricos de otras empresas distribuidoras, este esquema genera incentivos a la eficiencia por parte de los distribuidores, dado que no recibirán los costos que realizaron sino los costos de la empresa modelo. Las distribuidoras tendrán pérdidas sino realizan inversiones eficientes, no planifique mantenimiento y redes de distribución, entre otras acciones que realice la empresa modelo.

Las empresas de distribución al tener más de un sector típico (ST), el VAD de la empresa se obtendrá un VAD promedio ponderado de los VAD de cada sector típico que posee.

$$\text{VAD}_{\text{Empresa}} = 10\% \text{VAD}_{\text{ST1}} + 23\% \text{VAD}_{\text{ST2}} + \dots + 5\% \text{VAD}_{\text{SER}}$$

Cuadro 2.1. Sectores típicos de distribución

Sector Típico	Descripción	Empresa Responsable	Sistema Eléctrico Modelo
1	Urbano-Alta densidad	Luz del Sur	Lima Sur
2	Urbano-Media densidad	Seal	Arequipa
3	Urbano-Baja densidad	Electrocentro	Tarma-Chanchamayo
4	Urbano-Rural	Electro Sur Este	Valle Sagrado I (Calca, Pisac y Urubamba)
5	Rural-Media densidad	Electrocentro	Cangallo - Llusita
6	Rural-Baja densidad	Electrocentro	Huancavelica Rural
Sistema Eléctrico Rural (SER)	SER calificados por el MEM según la Ley General de Electrificación Rural	Electronoroeste	SER Sullana IV Etapa
Especial	Coelvisac	Coelvisac	Villacurí

Fuente: RD N° 154-2012-EM/DGE, Osinergmin

Elaboración: Autores de esta tesis.

Seguidamente, los VAD deben ser validados bajo la verificación de la rentabilidad del conjunto de las empresas de distribución, para lo cual se calcula la tasa interna de retorno (TIR) considerando los ingresos que hubieran generado el VAD calculado con los ingresos que hubieran obtenido en el ejercicio anterior por la venta de energía, potencia, y considerando del ejercicio inmediato anterior los costos de operación, mantenimiento y el VNR con un valor residual a cero. El VAD calculado será definitivo si la TIR no difiere más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización de 12%, según el artículo 79° de la LCE, en caso de no cumplir la condición deberá ajustarse proporcionalmente hasta lograr el límite más próximo entre 8% y 16%.

Las tarifas de distribución, no permanecen invariantes durante el periodo que se mantienen vigentes, estas tarifas varían de acuerdo a los índices de precios de productos al por mayor (IPM) obtenida del INEI, de precios de productos importados, del cobre y aluminio.

2.1.4.4. Tarifas al cliente final

La tarifa al cliente final se compone de la sumatoria de la tarifa en barra (generación), peajes (transmisión) y VAD (distribución), dentro de estos tres componentes la tarifa en barra no se aplica directamente al cliente final, que ha sido

reemplazado por el precio a nivel de generación (PNG), como se muestra en la figura 2.8.

Figura 2.8. Composición de la tarifa al cliente final



Fuente: Ley N° 28832, Osinergmin
Elaboración: Autores de esta tesis.

2.1.4.4.1. Precios a nivel de generación (PNG)

Se implementó en la composición de la tarifa al cliente final en cumplimiento a la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y su Reglamento, con el objeto de compensar los diferentes precios en barra que surgen de contratos sin licitación y contratos con licitación. Estableciendo un precio único para los usuarios regulados del SEIN, excepto por las pérdidas y congestión de los sistemas de transmisión.

El PNG es el promedio ponderado de los precios de energía y potencia en barra resultantes de los contratos sin licitación y con licitación. Asimismo no incluye peajes por transmisión.

A través del PNG, se trasladan las variaciones de los precios de generación esperándose como consecuencia una respuesta en la demanda.

2.1.4.4.2. Opciones tarifarias al usuario final

Los usuarios regulados, de acuerdo a la “Norma Opciones Tarifarias y Condición de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobado con RCD Osinergmin N° 206-2013-OS/CD, disponen de 14 opciones tarifarias para su elección, de acuerdo a sus necesidades de potencia, energía, niveles de tensión, el horario de consumo y precio. Estas opciones se pueden agrupar en dos grupos, opciones tarifarias de simple medición (siete opciones) que se muestra en el cuadro 2.2 y de doble medición (siete opciones) indicadas en el cuadro 2.3.

Cuadro 2.2. Opciones tarifarias simple medición

Opción Tarifaria Baja Tensión	Cargos de Facturación
BT5	Tarifa medición de una energías activa (1E) a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5C-AP	Tarifa medición de una energías activa (1E) - Alumbrado Público a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5D	Tarifa medición de una energías activa (1E) a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5E	Tarifa medición de una energías activa (1E) a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT6	Medición de una potencia activa (1P) a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por potencia activa.
BT7	Tarifa medición de una energías activa (1E) - Servicio Prepago a) Cargo comercial del servicio prepago b) Cargo por energía activa.
BT8	Tarifa suministro rural con celdas fotovoltaicas a) Cargo mensual de energía equivalente

Fuente: Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas al usuarios final.

Elaboración: Autores de esta tesis.

En una empresa de distribución, los clientes importantes comúnmente son industrias y compran potencia y energía eléctrica en las opciones tarifarias MT2, MT3 y MT4, debido a que estas tarifas resultan ser más económicas en la compra de volúmenes importantes. La tarifa MT2 es ideal para usuarios que realizan consumos en hora fuera de punta (consumo realizado en un horario distinto de 06:00 p.m. a 11:00 p.m.), MT3 ideal para usuarios que el consumo predominante se encuentra en horas

fuera de punta y MT4 para usuarios que consumen permanentemente en horas de punta (consumo realizado en el horario de 06:00 p.m. a 11:00 p.m.) y fuera de punta.

Cuadro 2.3. Opciones tarifarias doble medición

Opción Tarifaria Media Tensión	Opción Tarifaria Baja Tensión	Cargos de Facturación
MT2	BT2	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de dos potencias 2E2P Cargo fijo mensual Cargo por energía activa en punta Cargo por energía activa fuera de punta Cargo por potencia activa de generación en HP Cargo por potencia activa de distribución en HP Cargo por exceso de potencia activa de distribución en HFP Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa
MT3	BT3	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia 2E1P Cargo fijo mensual Cargo por energía activa en punta Cargo por energía activa fuera de punta Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes en punta Presentes fuera de punta Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios: Presentes en punta Presentes fuera de punta Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa
MT4	BT4	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia 1E1P Cargo fijo mensual Cargo por energía activa Cargo por potencia activa de generación para usuarios: Presentes en punta Presentes fuera de punta Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios: Presentes en punta Presentes fuera de punta Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa
	BT5A	Tarifa medición de dos energías activas (2E) a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta e) Cargo por exceso de potencia en horas punta

Fuente: Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas al usuarios final.

Elaboración: Autores de esta tesis.

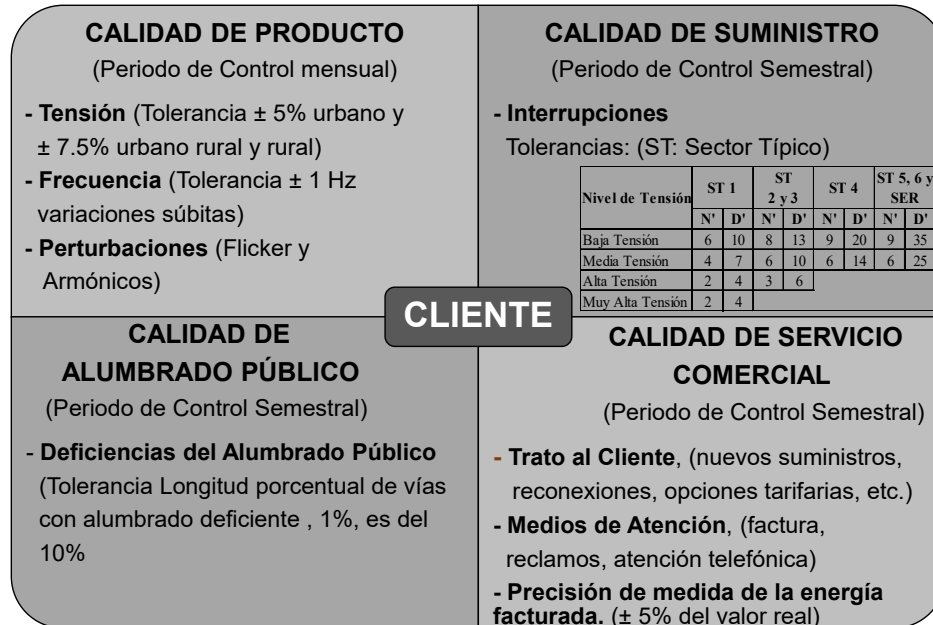
Los usuarios regulados tienen la libertad de elegir la opción tarifaria de su conveniencia, con vigencia de un año y posterior al tiempo de vigencia podrá elegir otra opción tarifaria o continuar con la tarifa elegida, la cantidad de modificaciones de la opción tarifaria es una vez por año.

La norma opciones tarifarias y condición de aplicación de las tarifas a usuario final, incorpora la tarifa aplicada a celdas fotovoltaicas, en respuesta a las electrificaciones que viene realizando el MEM a fin de proveer energía eléctrica a las zonas rurales de difícil acceso, a través de la instalación de paneles solares individuales.

2.1.5. Aspectos de calidad del servicio eléctrico

Los aspectos de calidad, se encuentra normada a través de la NTCSE, aprobada el 09/10/1997, mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, que establece cuatro aspectos de calidad del servicio eléctrico que deberán brindar las distribuidoras a los usuarios del servicio eléctrico, como se muestra en la figura N° 2.9. Estos aspectos de calidad son los atributos de valor del producto. Asimismo, la NTCSE fija las tolerancias por cada aspecto, su incumplimiento origina penalidades económicas que deberá compensar la distribuidora a favor del usuario final. Obligando a los distribuidores realizar mejoras e inversiones con la finalidad de cumplir estos estándares esperados por el usuario.

Figura 2.9. Aspectos de calidad del servicio eléctrico



Fuente: Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.
Elaboración: Autores de esta tesis.

El aspecto de la calidad del producto, establece la realización de mediciones mensuales de los parámetros de tensión, frecuencia y perturbaciones, con equipos aprobados por el Osinergmin, debiendo medir como mínimo un usuario en baja tensión (BT) por cada 3,000 usuarios BT y un usuario en media tensión (MT) por cada 12 usuarios MT. Asimismo, establece las tolerancias de mala calidad, el incumplimiento origina mensualmente compensación económica a favor de los usuarios afectados, esta compensación se suspende cuando la distribuidora levanta la mala calidad del producto que deberá sustentar con una nueva medición.

El aspecto de calidad de suministro establece las tolerancias del número de interrupciones (N') y su duración (D'), por cada sector típico, para las empresas de transmisión aplica las tolerancias establecidas para el sector típico 1, indicada anteriormente en la figura 2.9., el no cumplimiento de las tolerancias origina una compensación económica a favor de los usuarios en periodos semestrales.

El aspecto de calidad de servicio comercial, establece los tiempos de atención al cliente en actividades como, solicitudes de nuevas conexiones (siete días calendarios), reclamos (30 días hábiles), tiempo de atención del centro de cobranza (15 minutos), reconexiones (24 horas). También establece la calidad de la facturación donde la desviación no debe superar el 0.01% del monto real. Exige la implementación de ambientes adecuados que ofrezcan confort a los usuarios, central telefónica para recepción de emergencias, reclamos y solicitudes, con una atención durante las 24 horas. Asimismo, establece el control de precisión de la medida, con la finalidad de garantizar que el valor de energía medido por los medidores cumpla con las tolerancias establecidas. El no cumplimiento de las tolerancias establecidas origina multas a la distribuidora, los que resultan de supervisiones semestrales realizadas por el Osinergmin.

El aspecto de calidad de alumbrado público, establece la tolerancia máxima porcentual de la deficiencia del alumbrado público, para lo cual establece la medición de luminosidad e iluminancia de las calzadas considerando la calificación de vías de acuerdo a la Norma Técnica de Alumbrado Público (NTAP), el no cumplimiento de las tolerancia origina compensación económica a favor de los usuarios.

El Osinergmin, es el encargado de fiscalizar el cumplimiento de lo establecido en la NTCSE y su Base Metodológica (BM), estando facultado a interponer multas por los incumplimientos a los aspectos de calidad del servicio eléctrico.

En el caso que un usuario regulado tendría la opción de comprar energía eléctrica de otras empresas distribuidoras. Las empresas distribuidoras con la finalidad de retenerlos competirían en el cumplimiento de estos aspectos de calidad e incluso buscarían mejorarlos, debido a que son los atributos de valor que recibe el usuario. Al no presentarse este escenario de competencia por limitaciones de áreas geográficas y tecnológicas, el organismo fiscalizador (Osinergmin) se encarga de hacer cumplir estas tolerancias establecidas por la NTCSE, que garantiza una buena calidad de atención al usuario.

2.1.6. Oferta y Demanda del SEIN

2.1.6.1. Oferta eléctrica en el SEIN

La oferta de la energía eléctrica está determinada por la capacidad de las empresas de Generación y Transmisión.

Durante los últimos 11 años la oferta de energía eléctrica como se muestra en la figura 2.10, ha venido creciendo a través de la implementación de nuevas centrales eléctricas, con la finalidad de satisfacer el crecimiento de la demanda originada por los usuarios regulados, clientes libres, garantizando la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico, creando condiciones para atraer la inversión privada como empresas mineras, metalúrgicas, construcción y otros.

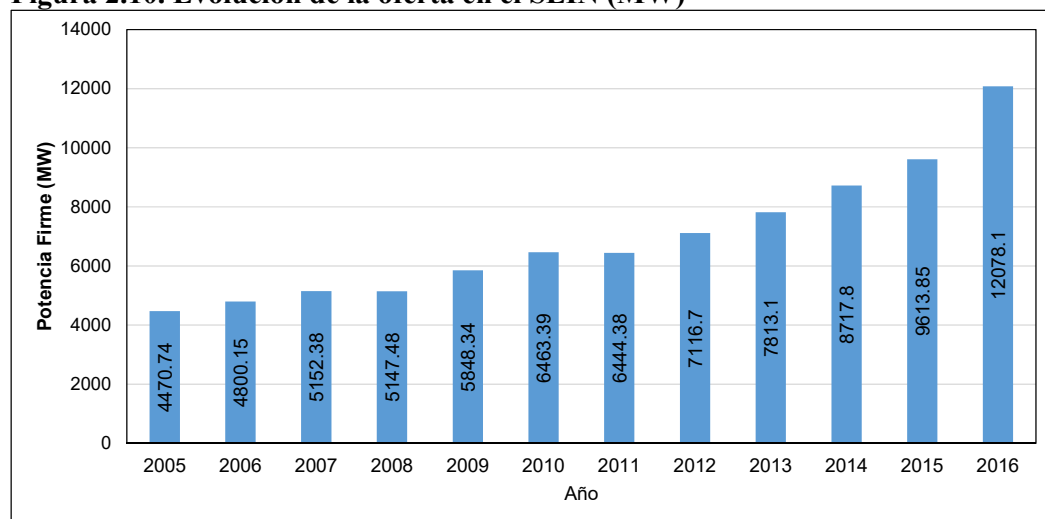
Las fuentes de energía empleadas por las centrales de generación en Perú, es principalmente a base de recursos energéticos como el gas natural y la hidráulica. Y en menor proporción eólico, carbón, diesel, residual, biomasa, biogás y solar.

En el 2015, las principales centrales hidráulicas que han ingresado en operación comercial son: Hidroeléctrica Cheves – 174.2 MW (22/08/2015), Santa Teresa – 118 W (01/09/2015), Quitaracsa – 115 MW (29/10/2015) y Machupicchu – 101.4 MW

(15/08/2015). Asimismo centrales termoeléctricas como Recka – 181.3 MW (25/09/2015) y la Eten – Reserva Fría 227 MW (02/07/2015).

En el 2016, las principales centrales hidráulicas que han ingresado en operación comercial son: Cerro de Águila – 513.84 MW (25/08/2016), Chaglla – 461.4 MW (24/09/2016), y las principales centrales termoeléctricas han sido la del nodo energético del Sur, Samay I S.A. 616 MW (26/05/2016), Engie Energía Perú S.A. Planta Ilo 709,01 MW (22/10/2016) y Chilca 110.90 MW (16/12/2016).

Figura 2.10. Evolución de la oferta en el SEIN (MW)



Fuente: COES.

Elaboración: Autores de esta tesis.

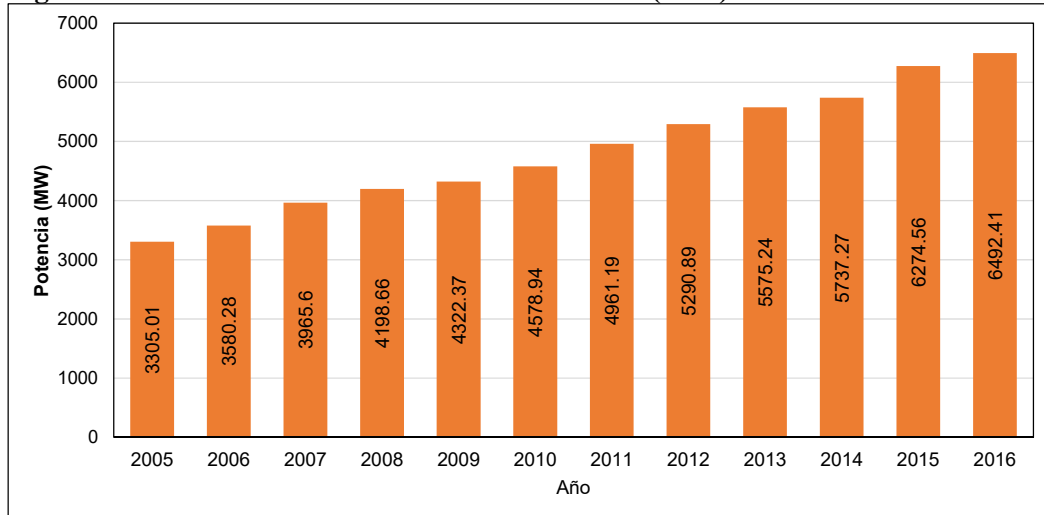
2.1.6.2. Demanda eléctrica en el SEIN

La demanda está determinada por el consumo que realizan las empresas distribuidoras (usuarios regulados) y clientes libres, el crecimiento de la demanda se muestra en la figura 2.11.

La potencia máxima consumida en el 2016 es de 6,492.41 MW, mostrando un crecimiento de 3.47% con respecto al 2015, y un crecimiento promedio de 6.3% desde el 2005 al 2016.

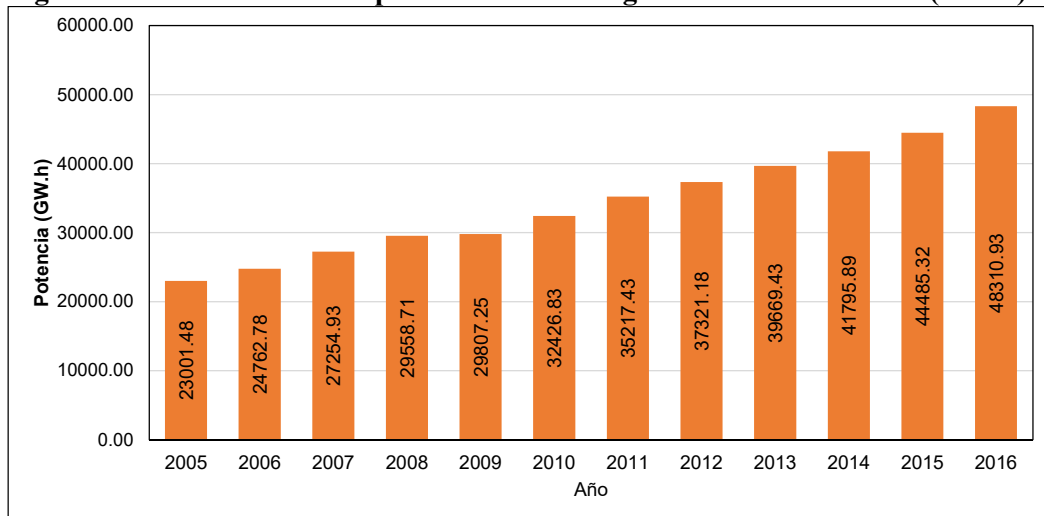
El consumo de energía eléctrica en el 2016 fue de 48,310.93 GW.h y en el 2015 44,485.32 GW.h, estableciéndose un crecimiento de 8,6%, según se muestra en figura 2.12.

Figura 2.11. Evolución de la Demanda en el SEIN (MW)



Fuente: COES.
Elaboración: Autores de esta tesis.

Figura 2.12. Evolución de la producción de energía eléctrica en el SEIN (GW.h)



Fuente: COES.
Elaboración: Autores de esta tesis.

2.1.6.3. Comparativo oferta y demanda eléctrica en el SEIN

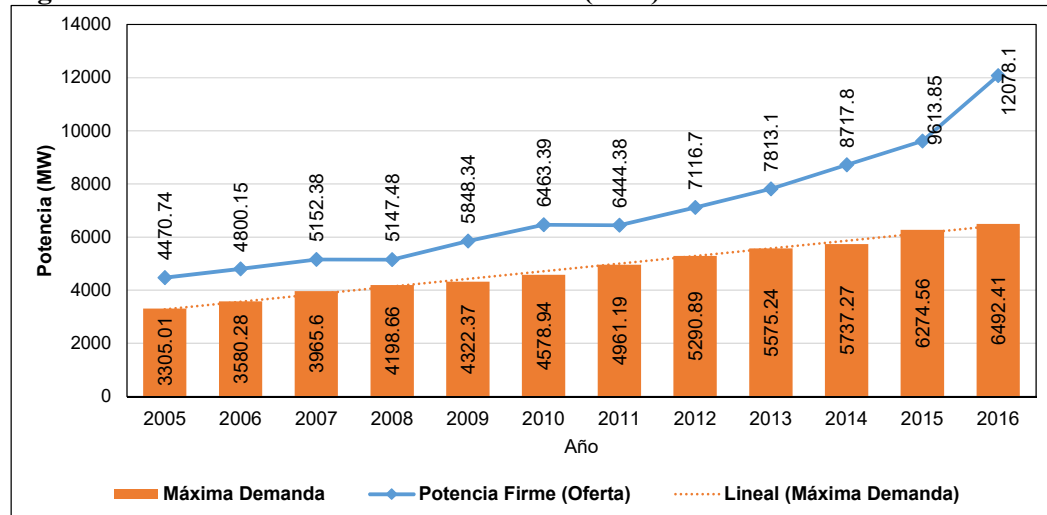
La oferta desde el año 2013 ha empezado a distanciarse considerablemente de la máxima demanda por la incorporación de nuevas centrales de generación al SEIN, como se muestra en la figura 2.13.

El margen de reserva es un indicador que informa el porcentaje (%) de potencia disponible que se determina a partir de la potencia firme (oferta) comparada con la máxima demanda y se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$\text{Margen de Reserva} = \left(\frac{\text{Potencia Firme}}{\text{Máxima Demanda}} \right) - 1$$

El margen de reserva desde el año 2005 hasta 2013, se ha mantenido con valores inferiores al 42% y en el 2013 alcanzó una potencia disponible (libre) de 2,237.86 MW, como se muestra en la figura 2.14.

Figura 2.13. Oferta Vs Demanda en el SEIN (MW)

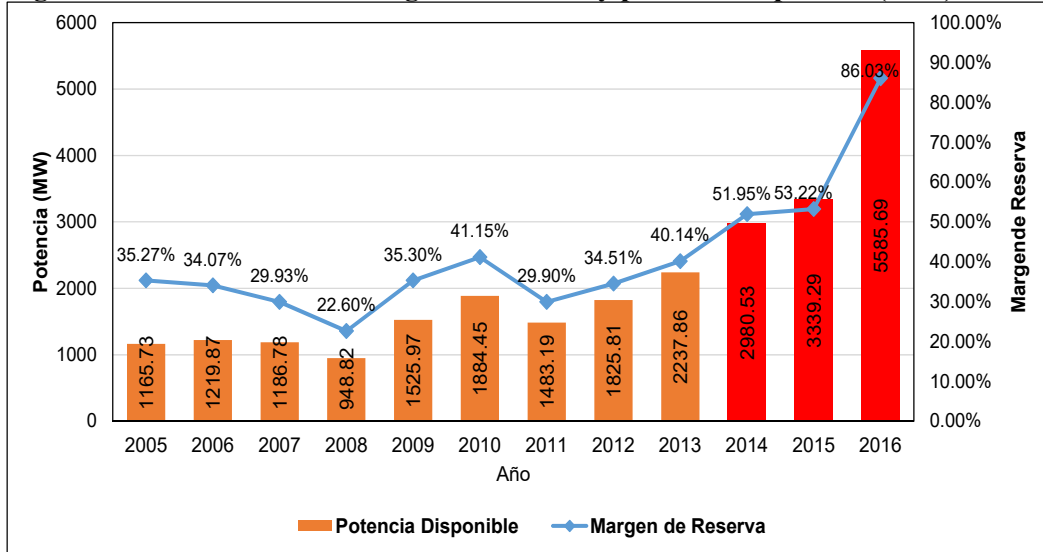


Fuente: COES.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Durante los años 2014, 2015 y 2016 se presentó el ingreso de nuevas centrales de generación con capacidades importantes superando el 42% del margen de reserva y al 2016 alcanzó 86.03%, las potencias disponibles para los años mencionados son de 2,980.53 MW; 3,339.29 MW y 5,585.69 MW, respectivamente.

Figura 2.14. Evolución del margen de reserva y potencia disponible (MW)

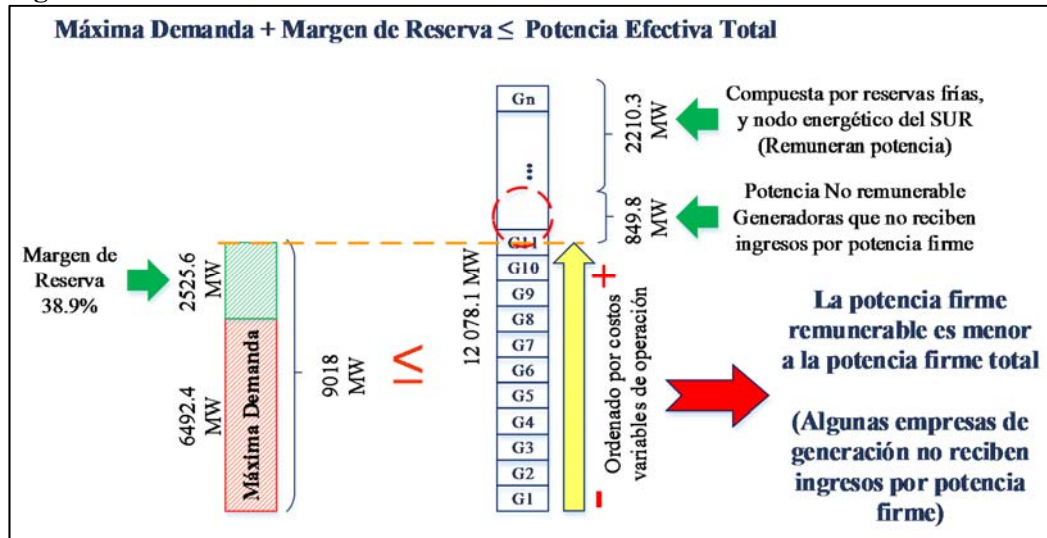


Fuente: COES.

Elaboración: Autores de esta tesis.

El incremento de la oferta al 2016 ha ubicado al SEIN en un escenario en que existe aproximadamente 849 MW de potencia firme no remunerada afectando a empresas generadoras por no recibir el ingreso garantizado por potencia firme, como se muestra en la figura 2.15.

Figura 2.15. Potencia firme no remunerada 2016

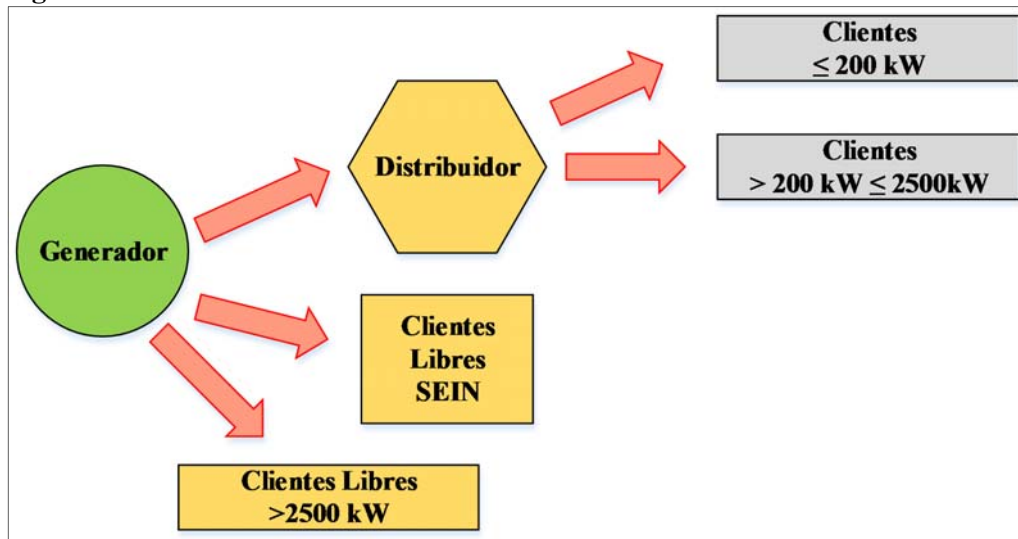


Fuente: COES.

Elaboración: Autores de esta tesis.

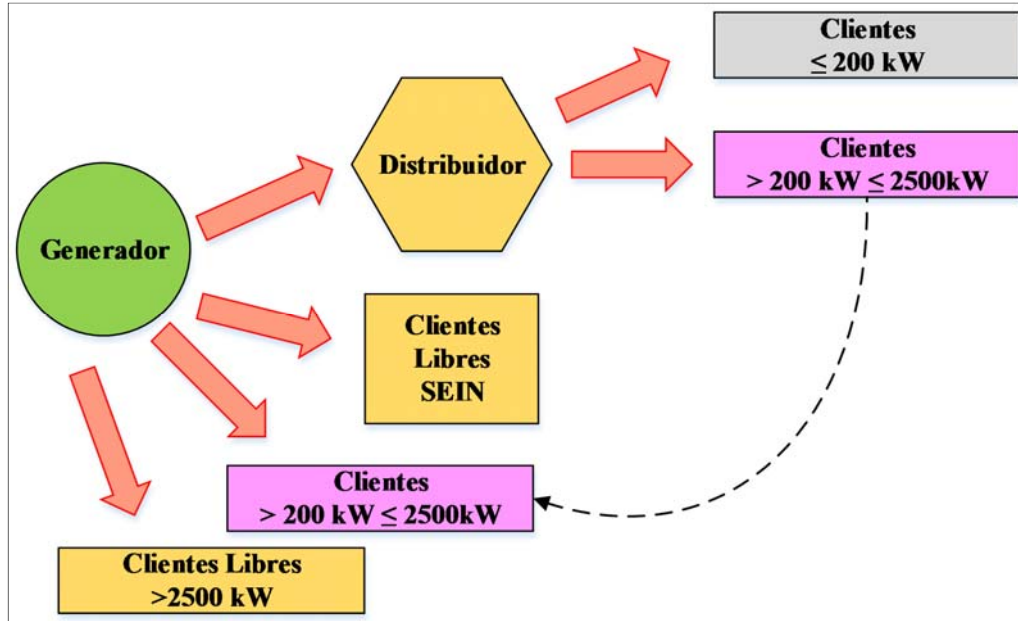
Este escenario actual (máxima demanda + margen de reserva \leq potencia efectiva total), originó la alta competencia entre las empresas de generación y la búsqueda de captar clientes, pasando del escenario 1 (máxima demanda + margen de reserva \geq potencia efectiva total) donde la modalidad de venta de energía se muestra en la figura 2.16., en la que las empresas de generación tiene como clientes a las distribuidoras, clientes libres del SEIN (grandes clientes > 10 MW) y clientes libres (> 2.5 MW y < 10 MW) a un escenario 2 (máxima demanda + margen de reserva \leq potencia efectiva total) mostrada en la figura 2.17., en la que la generadora en su búsqueda de incrementar sus ingresos empieza a captar cliente regulados con una demanda anual mayor a 200 kW y menor igual a 2,500 kW, quitando clientes a la empresa distribuidora. En la que esta última deberá formular estrategias para competir con la empresa generadora y otras acciones para reducir las pérdidas económicas que este escenario origina.

Figura 2.16. Relación comercial escenario 1



Fuente: Mercado Eléctrico.
Elaboración: Autores de esta tesis.

Figura 2.17. Relación comercial escenario 2



Fuente: Mercado Eléctrico.
Elaboración: Autores de esta tesis.

2.2. Metodología

El propósito de esta investigación es analizar, explicar y demostrar de manera sistemática, controlada y crítica, el impacto generado en la empresa Electro Ucayali S.A. la aplicación del Decreto Supremo N° 022-2009-EM, la revisión de la literatura durante el desarrollo de la investigación ha permitido identificar que los objetivos de las empresas generadoras son la mayor colocación de energía generada y de contribuir con la eficiencia económica en su ámbito de acción.

El marco teórico que se considera para el estudio son factores que se examinarán basándose en la cadena de recorrido de la energía eléctrica desde la generación hasta el usuario final y las implicancias e influencias del marco normativo y económico

En el desarrollo de la presente tesis, se empleará la investigación exploratoria. La que permitirá descubrir información histórica, presente y futuro, de la oferta eléctrica, demanda eléctrica, existencia y tendencia de clientes libres u otros, alcanzando a determinar los siguientes:

- a) Determinar la oferta histórica y su proyección de la generación eléctrica del SEIN, considerando todos los tipos de fuentes (Hidráulico, térmico, solar, eólico, y otros).
- b) Determinar la demanda eléctrica histórica y su proyección del Sistema Eléctrico Pucallpa – Campo Verde, que beneficia a los distritos de Callería, Yarinacocha, Campo Verde y Sistemas Eléctricos Rurales (SER), para lo cual la proyección se calculará con el método estadístico.
- c) Determinar la oferta histórica y su proyección del Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde.
- d) Determinar los ingresos dejados de percibir y el impacto en las utilidades de la Empresa Electro Ucayali S.A., por los clientes que solicitaron ser “Clientes Libres” y los clientes regulados que se encuentren en condiciones de poder solicitar.
- e) Otros cálculos tarifarios o eléctricos que contribuyan a alcanzar el objetivo de la presente investigación.

2.2.1. Preguntas de investigación

- a) ¿Cuál es la situación actual de la empresa Electro Ucayali S.A., con respecto a clientes libres?
- b) ¿Qué requisitos deben cumplir un usuario regulado para que este facultado para ser cliente libre?
- c) ¿Cuál es la oferta de las instalaciones de generación y transmisión del SEIN a favor del Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde, en el horizonte de cinco años?
- d) ¿Cuánto serán las pérdidas económicas que generará a Electro Ucayali S.A., por la salida de clientes importantes?
- e) ¿Qué propuestas contribuirán a reducir el impacto de la salida de clientes importantes?

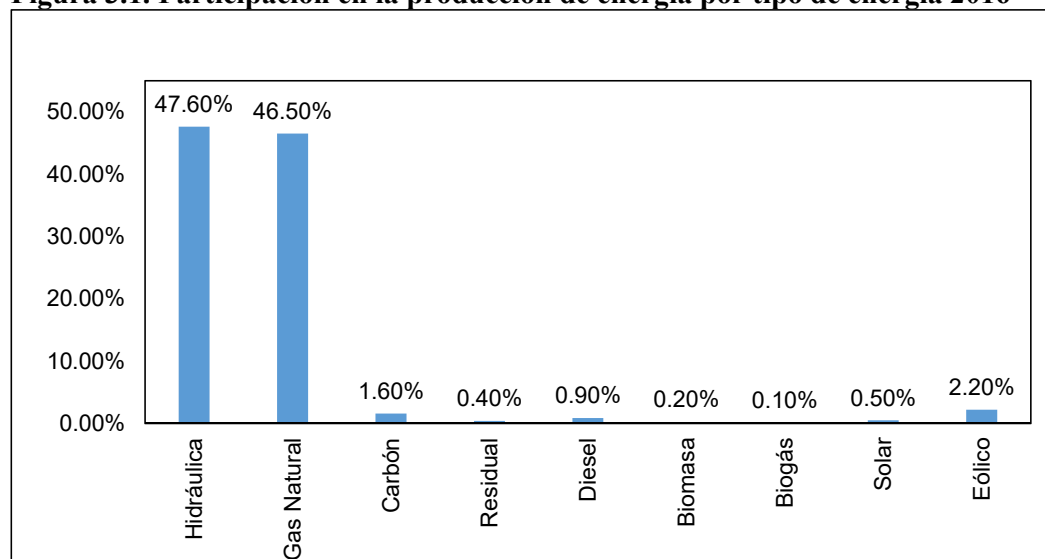
CAPÍTULO III. EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

3.1. Oferta histórica y futura de la generación eléctrica

Históricamente la Central Hidroeléctrica del Mantaro ha sido la más importante, que ingresó en operación comercial en 1973 y en noviembre de 1984 incrementó su oferta hasta 1,008 MW con la puesta en operación de la Central Hidroeléctrica Restitución (210 MW) que aprovecha las aguas turbinadas provenientes de la Central Santiago Antúnez de Mayolo (798 MW), convirtiéndose en la central más grande del Perú e importante por estar en capacidad de satisfacer la máxima demanda nacional, para luego en 1991 estar en capacidad de atender el 66.29% de la máxima demanda (1,520.5 MW), en el 2003 el 34% (2,964.76 MW), y en el 2016 el 15.5% (6,274.56 MW).

En el devenir del tiempo se han implementado nuevas centrales de energía eléctrica hasta alcanzar una oferta al 2016 de 12,078.1 MW (Potencia Firme), al 2016 se ha producido 48,326.4 GW.h (incluye energía exportada) empleándose recursos energéticos como: hidráulica, gas natural, carbón, residual, diésel, biomasa-bagazo, biogás, solar y eólico, como se observa en la figura 3.1.

Figura 3.1. Participación en la producción de energía por tipo de energía 2016



Fuente: COES-Informe de la operación anual del SEIN.

Elaboración: Autores de esta tesis.

En el 2016, el recurso energético más empleado para producir energía eléctrica es el gas natural e hidráulico que alcanzan el 46.50% y 47.60%, respectivamente de la producción del SEIN.

Los recursos energéticos como eólico y el carbón tan solo aportan el 2.20% y 1.60% a la producción de energía eléctrica en el 2016.

En el Perú han ingresado fuentes de energía como el eólico, siendo el más reciente en integrarse al SEIN el Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C., con una potencia efectiva de 97.5 MW e ingreso en operación comercial el 11 de marzo de 2016 y fuente solar ingresando 04 centrales solares (C.S.) entre noviembre - 2014 y diciembre - 2014, C.S. Majes, C.S. Repartición, C.S. Tacna y C.S. Panamericana, que suman una potencia efectiva de 80 MW.

Durante los años 2015 y 2016 han ingresado un total de 21 empresas de generación eléctrica que suma una potencia instalada de 3,642.02 MW, como se muestra en el cuadro 3.1.

Las dos centrales más grandes que ingresaron en los dos últimos años (2015 y 2016), forman parte del proyecto denominado Nodo Energético del Sur, a cargo de la empresa Engie Energía Perú S.A. construido en el departamento de Moquegua, y Samay I S.A. en el departamento de Arequipa, con potencias instaladas de 719.01 MW y 616 MW respectivamente. Los que inicialmente emplearán como fuente de energía diesel y posteriormente una vez culminado el gasoducto del sur peruano emplearan gas natural.

El Nodo Energético del Sur, ha sido promovido por el Estado a través de Proinversión en aplicación de la Ley N° 29970 – Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País, con el objeto de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía eléctrica, y desconcentrar la generación eléctrica de la zona central beneficiando al área de influencia compuesta por los departamentos de Apurímac, Cusco, Moquegua, Puno, Arequipa y Tacna. Las empresas (Engie Energía Perú S.A. y Samay I S.A.) se beneficiaran del mecanismo de ingresos garantizados que anualmente serán cubiertos

por: a) recursos provenientes de la prestación del servicio de transporte si corresponde, b) recursos pagados por los concesionarios de los sistemas de transporte, c) ingresos provenientes del cargo adicional al peaje del Sistema Principal de Transmisión nombrado Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética – CASE, es decir los clientes finales financian estas inversiones que se incorporan al recibo de energía eléctrica.

Cuadro 3.1. Centrales de generación eléctrica que ingresaron al SEIN 2015 y 2016

Empresa	Central	Tipo	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso
Empresa de Generación de Canchayllo S.A.C.	Central Hidroeléctrica Canchayllo	Hidráulica -RER	5.00	1/01/2015
Planta de Reserva Fría de Generación Eten S.A.	Central Termoeléctrica Planta Eten - Reserva Fría	Diesel B5- Gas Natural	227.00	2/07/2015
EGEMSA	Central Hidroeléctrica Machupicchu (G4)	Hidráulica	101.40	15/08/2015
Empresa Eléctrica Cheves S.A.	Central Hidroeléctrica Cheves	Hidráulica	174.20	22/08/2015
Consortio Energía Limpia	Central de Biomasa La Gringa V	Biomasa - RER	3.20	1/09/2015
Luz del Sur S.A.A.	Central Hidroeléctrica Santa Teresa	Hidráulica	118.00	1/09/2015
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Central Termoeléctrica Recka	Diesel B5- Gas Natural	181.30	25/09/2015
Engie Energía Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Quitaraca	Hidráulica	115.00	29/10/2015
Empresa de Generación Huallaga S.A.	Central Hidroeléctrica PCH Chaglla	Hidráulica	6.39	13/02/2016
Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	C.E. PE Tres Hermanas	Eólica	97.15	11/03/2016
Engie Energía Perú S.A.	Central Térmica Chilca 2	Gas Natural	92.00	6/05/2016
Samay I S.A.	Central Térmica Puerto Bravo - Nodo Energético del Sur	Diesel - Gas Natural	616.00	26/05/2016
Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C.	C.T. Reserva Fría Planta Pucallpa	Diesel 2 - Reserva Fría	40.15	28/07/2016
Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C.	C.T. Reserva Fría Planta Puerto Maldonado	Diesel 2 - Reserva Fría	20.08	28/07/2016
Cerro del Águila S.A.	Central Hidroeléctrica Cerro del Águila	Hidráulica	342.56	3/08/2016
Sindicato Energético S.A.	Central Hidroeléctrica Chancay	Hidráulica - RER	20.00	4/08/2016
Empresa de Generación Eléctrica Río Baños S.A.C.	Central Hidroeléctrica Rucuy	Hidráulica - RER	20.00	9/08/2016
Cerro del Águila S.A.	Central Hidroeléctrica Cerro del Águila	Hidráulica	171.28	25/08/2016
Empresa de Generación Huallaga S.A.	Central Hidroeléctrica Cerro del Chaglla	Hidráulica	461.40	24/09/2016
Engie Energía Perú S.A.	C.T. Nodo Energético Planta Ilo (NEPI)	Diesel - Gas Natural	719.01	22/10/2016
Engie Energía Perú S.A.	C.T. Chilca 2	Gas Natural	110.90	16/12/2016

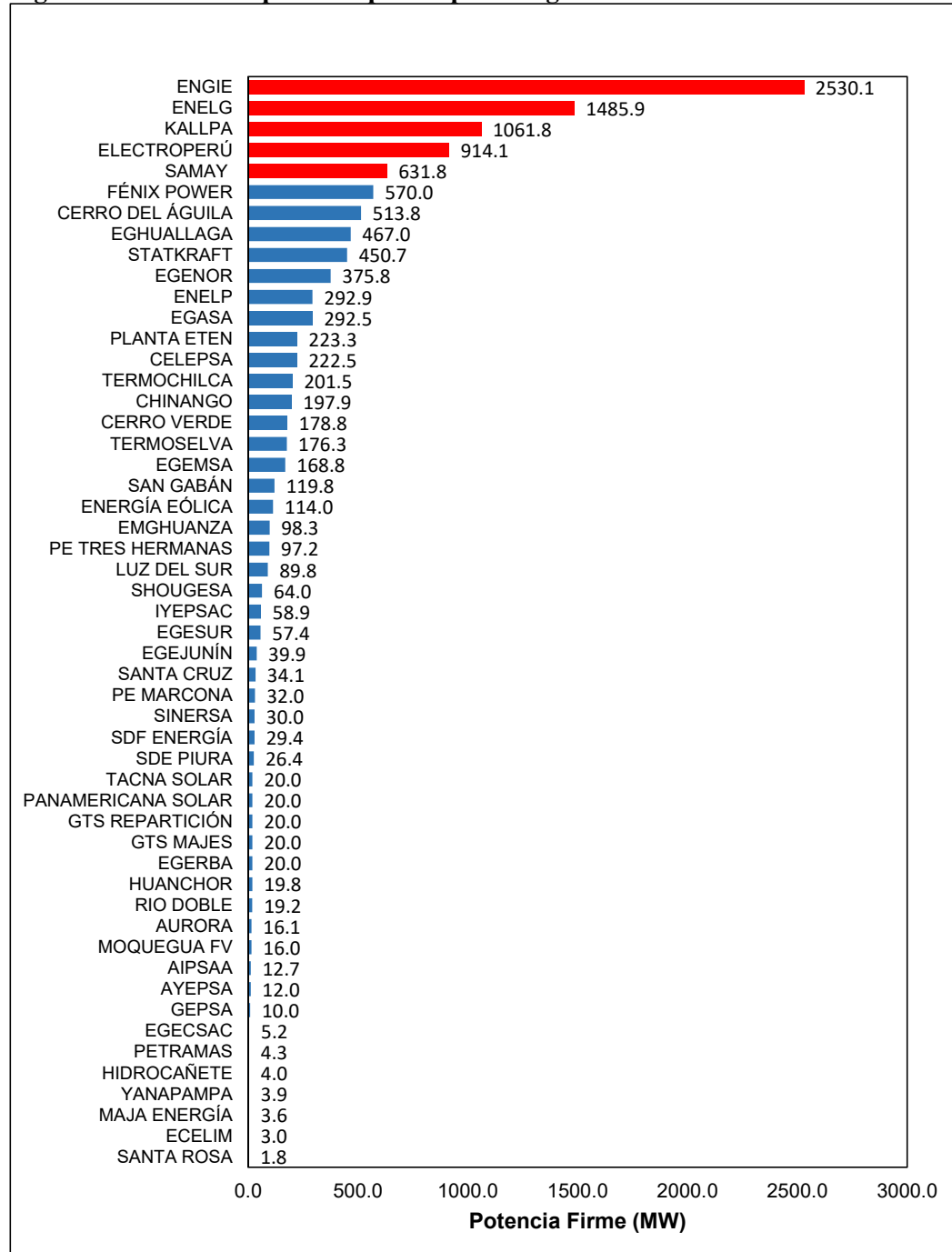
(*) Se denomina RER a los Recursos Energéticos Renovables (biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz), e hidroeléctricas cuya capacidad instalada no sobrepase los 20 MW, según D.L. N° 1002.

Fuente: COES, Memoria COES-2015, Operación anual 2016

Elaboración: Autores de esta tesis

La oferta de 12,078.1 MW (potencia firme) al 2016 está compuesta por las empresas que se muestra en la figura 3.2.

Figura 3.2. Oferta de potencia por empresas agentes del SEIN 2016



Fuente: COES.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Las seis empresas que están en capacidad de satisfacer la máxima demanda al 2016 (6,492.41 MW) son: Engie, Enel Generación Perú, Kallpa Generación, Electro Perú, Samay I, y Fénix Power Perú que suman un total de 7,193.6 MW y que representa el 59.56 % del total de la oferta del SEIN. Lo que se concluye que seis empresas de las 52 empresas se encuentran en capacidad de satisfacer la demanda del SEIN.

La oferta a fines del 2016 excede en 5,585.69 MW, alcanzando un margen de reserva de 86.03%, valor que garantiza la demanda posterior.

3.1.1. Potencia instalada

La potencia instalada se define como la suma de todas las potencias activas nominales de los grupos generadores que se encuentran instalados en una central eléctrica, teniendo como unidad de medición el Watt (W). Estas potencias por lo general se encuentran indicadas en las placas de los generadores.

En el año 2016 la potencia instalada del SEIN alcanzó 12,774.90 MW, como se muestra en el cuadro 3.2.

Cuadro 3.2. Potencia instalada 2016

Total SEIN	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Solar	Eólica	Total
Potencia Instalada (MW)	4948.1	7487.6	96	243.2	12774.9

Fuente: COES, Estadística relevante del SEIN 2016.

Elaboración: Autores de esta tesis.

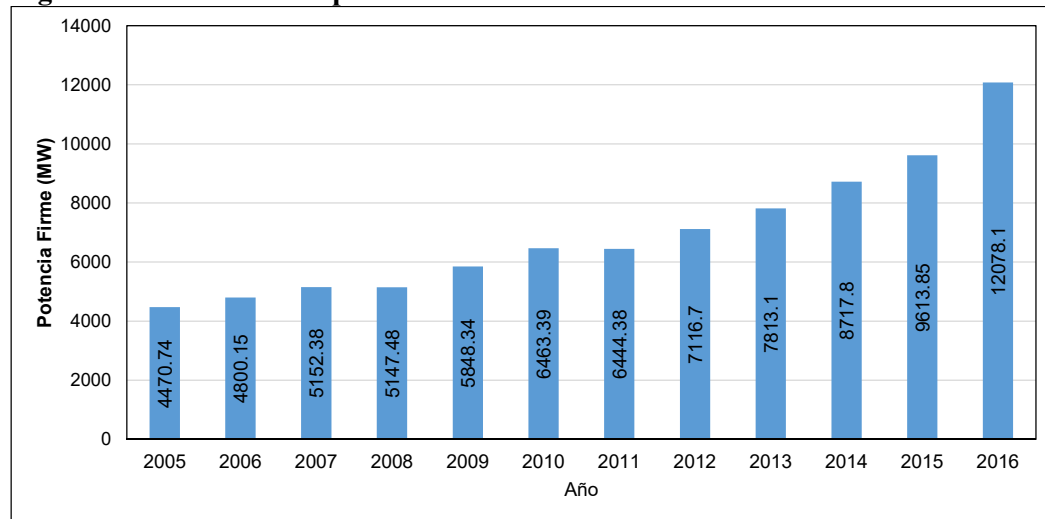
3.1.2. Potencia firme

De acuerdo al numeral 12 del Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas - Definiciones, define la potencia firme que a la letra dice: *“Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita”*.

Por lo general, debido a la pérdida de eficiencia de los grupos generadores la potencia firme es menor que la potencia instalada.

La oferta del SEIN está establecida por la potencia firme que ofrecen las empresas de generación, de acuerdo a la figura 3.3., se viene incrementando, debido al ingreso de nuevas centrales eléctricas, alcanzando un crecimiento de 170% desde el 2005 hasta el 2016 y de 25.6% entre el 2015 y 2016 y un crecimiento anual promedio de 9.5%.

Figura 3.3. Evolución de potencia firme en el SEIN



Fuente: COES.

Elaboración: Autores de esta tesis.

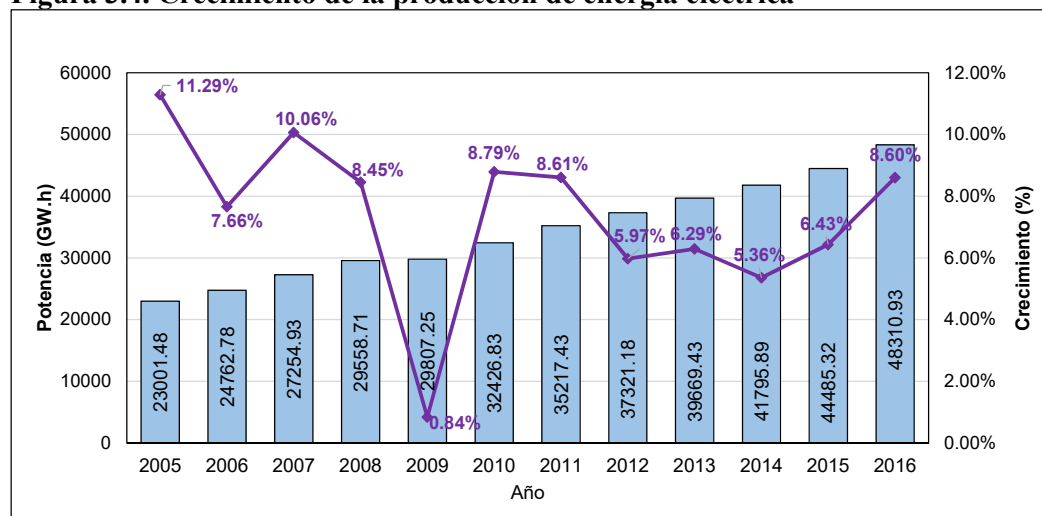
La potencia firme en el 2016 representa el 95% de la potencia instalada y para efectos de investigación solo se evaluará la potencia firme, dado que este define la oferta real del SEIN, al ser una potencia que puede suministrarse con alta seguridad.

3.1.3. Producción de energía

La producción de la energía eléctrica se realiza a través de diversas centrales eléctricas integrantes del SEIN, que cubren el consumo de energía eléctrica que demandan los usuarios regulados y libres conectados al SEIN.

Durante los últimos once años la producción de energía eléctrica ha tenido un crecimiento máximo de 11.29% en el año 2005 y un menor crecimiento de 0.84% en el año 2009 y un crecimiento promedio de 7%, como se muestra en la figura 3.4.

Figura 3.4. Crecimiento de la producción de energía eléctrica



Fuente: COES.

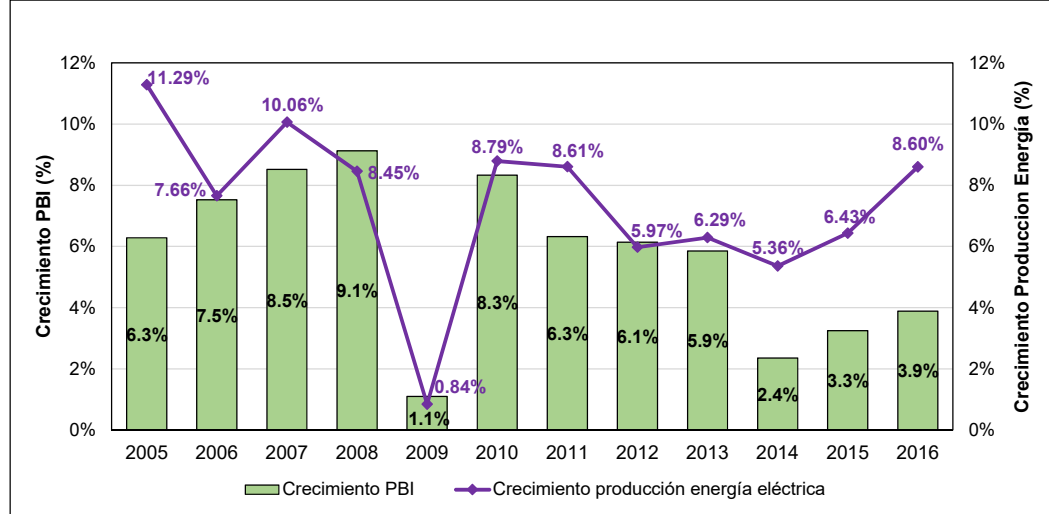
Elaboración: Autores de esta tesis.

El crecimiento de la producción de energía eléctrica en el año 2009 fue interrumpido por la crisis financiera internacional, que marcó una desaceleración en la actividad económica, año en que el crecimiento del PBI solo alcanzó 1.1%, como se muestra en la figura 3.5.

De la comparación del crecimiento de la producción de energía eléctrica y el PBI, se desprende que el crecimiento de la producción de energía eléctrica en el SEIN guarda estrecha relación con el crecimiento del PBI Nacional.

La producción de energía eléctrica en el Perú se realiza a través de cuatro tipos de generación (hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica y solar) y estas se encuentran en crecimiento año tras año como se muestra en la figura 3.6.

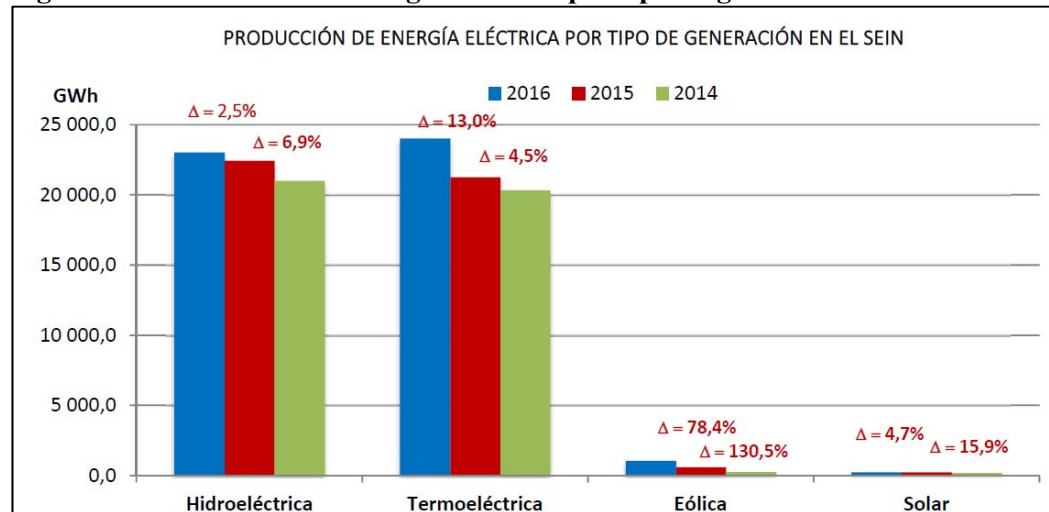
Figura 3.5. Comparación crecimiento de la producción de energía eléctrica y PBI



Fuente: COES, INEI

Elaboración: Autores de esta tesis.

Figura 3.6. Producción de energía eléctrica por tipo de generación en el SEIN



Fuente: COES

Elaboración: COES

3.1.4. Proyección de la oferta al 2021

Para determinar la oferta al 2021, es necesario conocer las nuevas centrales de generación aprobadas y estén en la cartera de proyectos de generación, las mismas que se encuentran con avances en la gestión ambiental e inicio de construcción, información obtenida de Osinergmin, entidad encargada de supervisar los proyectos de generación

y se determinó el ingreso de 40 nuevas centrales hasta el 2023, detallados en el cuadro 3.3.

Cuadro 3.3. Nuevas centrales eléctricas del 2017 al 2023

Centrales	Tipo	Nombre Proyecto	Empresa	Ubicación	Año de Puesta en Operación Comercial							
					2017 (MW)	2018 (MW)	2019 (MW)	2020 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	
Central Hidroeléctrica	C.H.	Molloco	Generadora Eléctrica Molloco S.A.C.	Arequipa				302				
Central Hidroeléctrica	C.H.	Pucará	Empresa de Generación Hidroeléctrica del Cusco	Cusco	178							
Central Termoeléctrica (*)	C.T.	Nueva Esperanza	Empresa Eléctrica Nueva Esperanza S.R.L.	Tumbes	135							
Central Termoeléctrica	C.T.	Ampliación de la C.T. Santo Domingo de Olleros	Termochilca	Lima		99.96						
Central Hidroeléctrica	CH	Bello Horizonte	Odebrecht S.A.C.	Huánuco					180			
Central Hidroeléctrica	CH	Cativen II	Compañía Minera Poderosa S.A	La Libertad	14.2							
Central Hidroeléctrica	CH	Cativen I	Compañía Minera Poderosa S.A	La Libertad	14.8							
Central Hidroeléctrica	CH	Centaurio I - III	Corporación Minera del Perú - Cormipesa	Ancash		25						
Central Hidroeléctrica	CH	Chadin II	AC Energia S.A.C.	Cajamarca, Ancash								600
Central Hidroeléctrica	CH	Curibamba	Edegal S.A.A.	Junín					195			
Central Hidroeléctrica (*)	CH	La Virgen	La Virgen S.A.C.	Junín	84							
Central Hidroeléctrica	CH	Marañon	Empresa Hidroeléctrica Marañon S.R.L.	Huánuco		18						
Central Hidroeléctrica	CH	Nueva Esperanza	Andes Generating Corporation S.A.C.	Huánuco	9.16							
Central Hidroeléctrica	CH	Los Olmos	Sindicato Energético S.A - SINERSA	Lambayeque, Piura				51				
Central Hidroeléctrica	CH	Palca	Andean Power S.A.	Lima			10.1					
Central Hidroeléctrica	CH	Tulumayo IV	EGEJunin Tulumayo - IV S.A.C	Junín		56.2						
Central Hidroeléctrica	CH	Tulumayo V	EGEJunin Tulumayo - IV S.A.C	Junín					83.2			
Central Hidroeléctrica	CH	Veracruz	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Cajamarca								635
Central Hidroeléctrica	CH	Viroc - Raura II	Amazonas Generación S.A.	Lima	12							
RER (*)	CH	8 de Agosto	Generación Andina S.A.C.	Huánuco	19							
RER	CH	Angel II	Generadora de Energía del Perú S.A	Puno	19.9							
RER	CH	Angel III	Generadora de Energía del Perú S.A	Puno	19.9							
RER	CH	Angel I	Generadora de Energía del Perú S.A	Puno	19.9							
RER	CH	Carhuac	Andean Power S.A.	Lima		20						
RER	CH	Colca	Empresa de Generación Eléctrica Colca S.A.C.	Junín		12						
RER (*)	CH	El Carmen	Generación Andina S.A.C.	Huánuco	8.4							
RER	CH	Huatziroki	Empresa Generación Hidráulica Selva S.A.	Junín		19.2						
RER	CH	Hydrika 1	Hydrika 1 S.A.C.	Ancash		6.6						
RER	CH	Hydrika 2	Hydrika 2 S.A.C.	Ancash		4						
RER	CH	Hydrika 3	Hydrika 3 S.A.C.	Ancash		10						
RER	CH	Hydrika 4	Hydrika 4 S.A.C.	Ancash		8						
RER	CH	Hydrika 5	Hydrika 5 S.A.C.	Ancash		10						
RER	CH	Karpa	Karpa S.A.C.	Huánuco		19						
RER	CH	Laguna Azul	Laguna Azul S.R.L.	Arequipa		20						
RER	CH	Manta	Peruana de Inversiones en Energías Renovables S.A.	Ancash		19.8						
RER (*)	CH	Potrero	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	Cajamarca	19.9							
RER	CH	Renovandes H1	Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L.	Junín	20							
RER	CH	Santa Lorenza	Empresa de Generación Eléctrica Santa Lorenza S.A.C.	Huánuco	18.7							
RER	CH	Yarucaya	Huaura Power Group S.A.	Lima	15							
RER	CH	Zaña 1	Central Hidroeléctrica Zaña 1	Cajamarca		13.2						
TOTAL					607.86	360.96	10.1	353	458.2	635	600	

(*) No ingresaron en operación comercial el 2016, se prevee para el 2017

Fuente: Osinergmin – Supervisión de proyectos de generación.

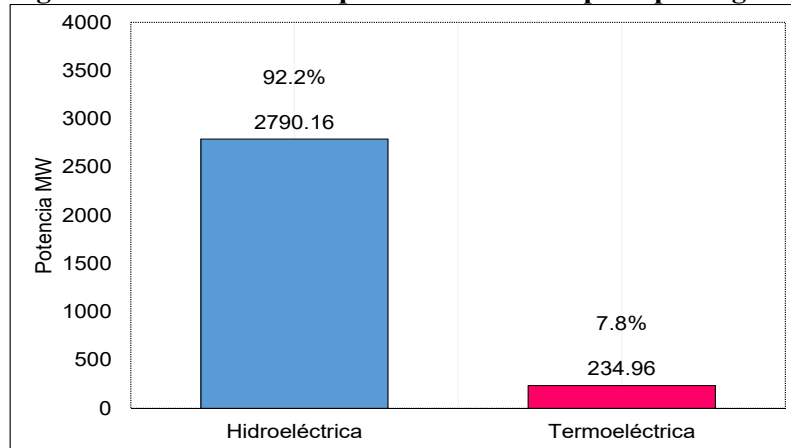
Elaboración: Autores de esta tesis.

Durante los años 2017 al 2023, se incorporará una oferta de 3,025.12 MW al SEIN, siendo las más importantes, la Central Hidráulica Veracruz 635 MW (2022), la Central Hidráulica Chadin II 600 MW (2023), Central Hidráulica Molloco 302 MW (2020),

Central Hidráulica Curibamba 195 MW (2021), y Central Hidráulica Bello Horizonte 180 MW (2021) y Central Hidráulica Pucará 178 MW (2017).

El tipo de generación, de la oferta a incorporarse desde el 2017 al 2023, es hidroeléctrica y termoeléctrica, predominando la hidroeléctrica con 2,790.16 MW (38 centrales), como se muestra en la figura 3.7.

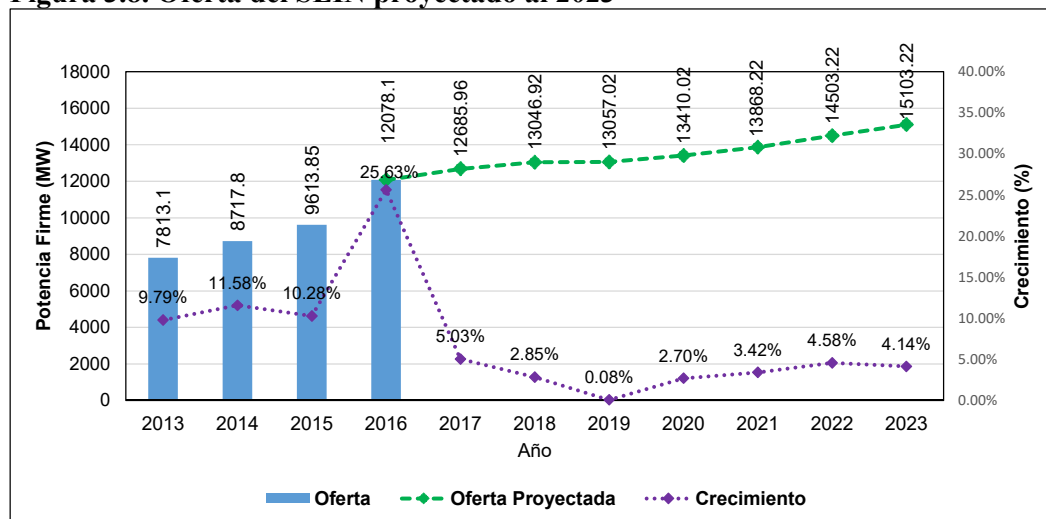
Figura 3.7. Oferta a incorporarse 2017-2023 por tipo de generación



Fuente: COES, Osinergmin.
Elaboración: Autores de esta tesis.

A partir de la información del cuadro 3.3., mostrado anteriormente, se determina la proyección de la oferta desde el 2017 al 2023, mostrado en la figura 3.8.

Figura 3.8. Oferta del SEIN proyectado al 2023



Fuente: COES, Osinergmin.
Elaboración: Autores de esta tesis.

3.2. Oferta histórica y futura de las instalaciones eléctricas de transmisión y transformación en el SEIN

Las centrales de generación encargadas de producir energía eléctrica y ubicadas geográficamente en zonas inaccesibles como las centrales hidráulicas, quedan a grandes distancias de los centros de consumo (ciudades, clientes regulados y libres), para transportar la energía eléctrica entre estas dos partes es a través de las instalaciones eléctricas de transmisión que operan en alta tensión (≥ 30 kV y ≤ 100 kV) y muy alta tensión (≥ 100 kV) y las instalaciones de transformación encargadas de elevar el nivel de tensión de la generación para el transporte de la energía eléctrica y en los centros de consumo reducir los niveles de alta tensión y media tensión (> 1 kV y < 30 kV) para ser distribuidos³.

Con el objeto de atender nuevas áreas de consumo es necesario implementar nuevas líneas de transmisión y para atender el incremento de las demandas existentes se requiere reforzar estas líneas, mediante la implementación de líneas en paralelo o nuevas líneas con mayores niveles de tensión a efectos de transportar mayores flujos de potencia y energía. Es así que las líneas de transmisión deben crecer conjuntamente con el incremento de la generación de no ser así las líneas de transmisión existentes se convertirían en “cuello de botella”, al no tener la capacidad de transportar la nueva oferta de las centrales que se incorporan al SEIN.

Históricamente desde el 2005 hasta el 2015 se han incorporado en el SEIN, nuevas líneas de transmisión como se muestra en el cuadro 3.4.

En el SEIN desde el 2005 se emplean líneas de transmisión hasta un nivel de tensión de 220 kV y a raíz del crecimiento de la demanda en el 2011 se implementó el nivel de tensión de 500 kV, producto de la conversión de la línea Chilca – Carabayllo de 220 kV a 500 kV, con una distancia de 89,8 km, operado por la empresa Transmantaro.

³ Los rangos de tensión son los fijados en la Resolución 004-2000-P/CTE del 25 de abril de 2000.

La mayor implementación de líneas de 500 kV se produjo en el 2013, al ingresar las líneas L-5032 (Chilca - Poroma) de 357 km, L-5034 (Poroma - Ocoña) de 271 km y L-5036 (Ocoña – Montalvo) de 260 km, que suma un total de 888 km.

Cuadro 3.4. Evolución del sistema de transmisión del 2005 al 2016 (km)

Nivel de Tensión	Longitud de Líneas de Transmisión (km)											
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 (*)	2012 (*)	2013 (*)	2014 (*)	2015 (*)	2016 (*)
< 75 kV	1220.7	1220.7	1244.4	1336.1	1698.8	1884.4	7020.2	7219.4	7366.1	7698.9	7836.0	8010.6
138 kV	2670.6	2870.9	2878.8	2890.8	3212.6	3738.5	4381.0	4386.2	4417.9	4540.5	4554.3	4608.5
220 kV	5845.3	5924.5	5963.1	6381.4	8153.8	8265.9	9661.6	9770.9	10058.9	10740.6	11621.1	12174.3
500 kV							89.8	611.8	1509.8	1832.3	1832.3	1965.1
Total	9736.6	10016.1	10086.3	10608.3	13065.2	13888.8	21152.6	21988.4	23352.7	24812.2	25843.7	26758.5

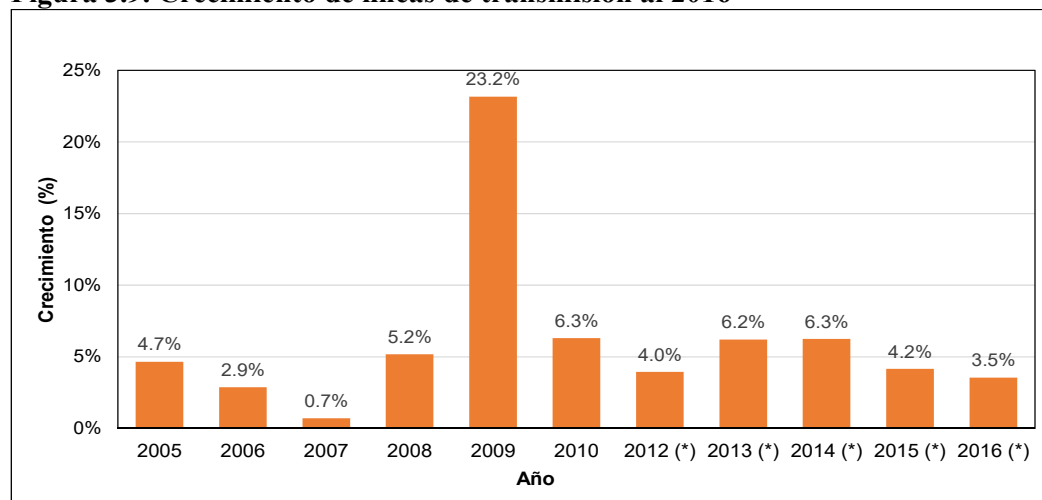
(*) Se ha considerado líneas de transmisión existente de las empresas distribuidoras y libres integrantes y no integrantes

Fuente: COES.

Elaboración: Autores de esta tesis.

A partir del cuadro 3.4., se determinó el crecimiento de las líneas de transmisión, no considerando el año 2011, dado que a partir de este año se considera las líneas de transmisión de empresas distribuidoras, clientes libres integrantes y no integrantes del SEIN, como se muestra en el la figura 3.9.

Figura 3.9. Crecimiento de líneas de transmisión al 2016



Fuente: COES,

Elaboración: Autores de esta tesis

El mayor crecimiento de líneas de transmisión es de 23.2% y se presentó en el 2009, integrando 2,456.9 km al SEIN compuesto por 1,772.4 km en 220 kV, 321.8 km en 138 kV y 362.7 km menores a 75 kV.

Al 2016, el nivel de tensión más frecuente es de 220 kV, que representa el 45.5% del total de líneas de transmisión. Asimismo, el Perú desde el 2011 inició a emplear tensiones de 500 kV que representa el 7.3% al 2016.

El COES al 2016 estuvo integrado por 15 empresas de transmisión que se detallan en el cuadro 3.5.

Cuadro 3.5. Empresas de transmisión integrantes del COES 2016

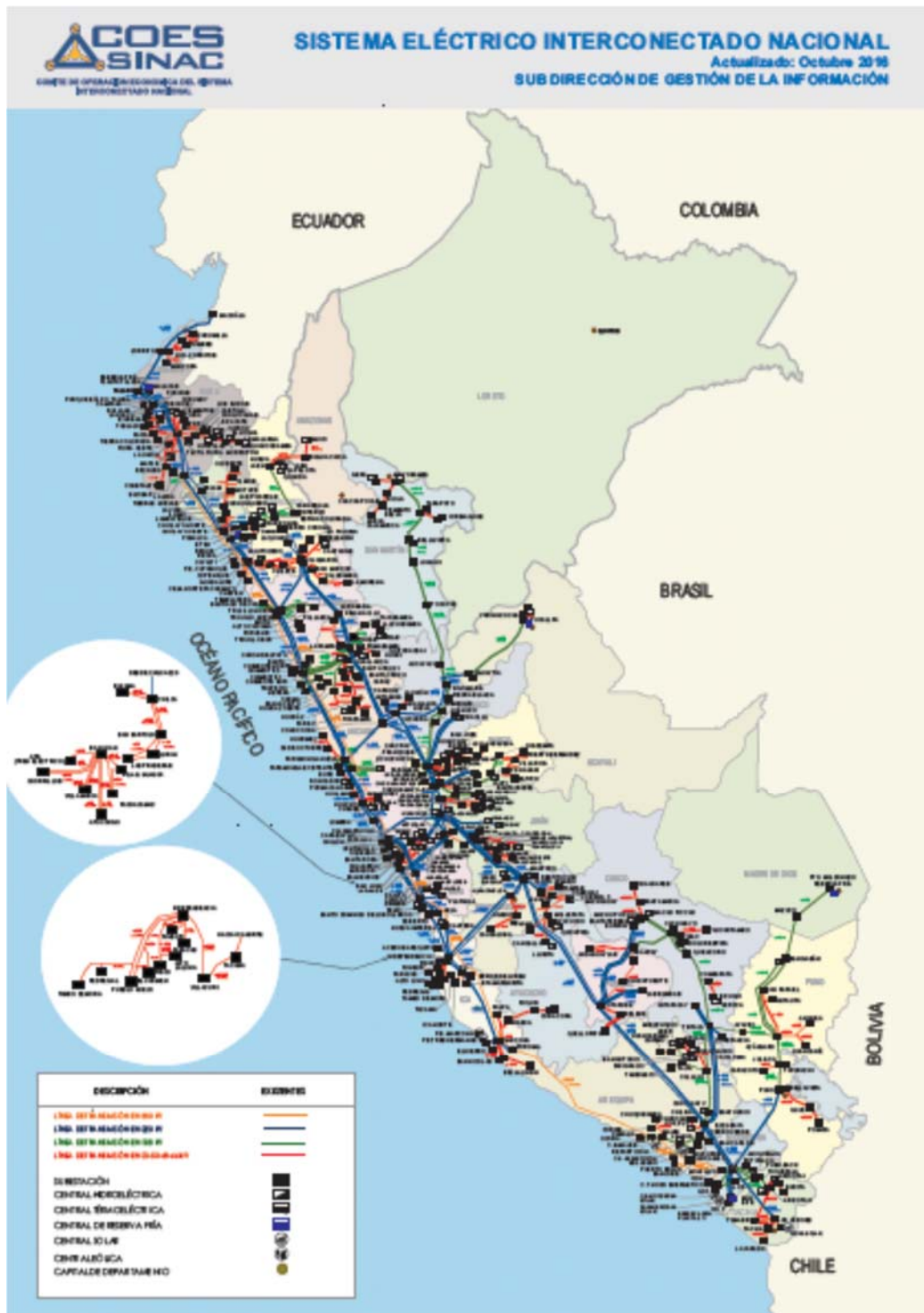
N°	RAZÓN SOCIAL	ABREVIATURA	TIPO DE INTEGRANTE REGISTRADO
1	ABY TRANSMISIÓN SUR S.A.	AT0	OBLIGATORIO
2	ATN 2 S.A.	ATN 2	OBLIGATORIO
3	ATN S.A.	ATN	OBLIGATORIO
4	ATN1 S.A.	ATN 1	OBLIGATORIO
5	COMPAÑIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L.	NORPERUANA	VOLUNTARIO
6	CONCESSIONARIA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CONCM S.A.C.	CONCM	OBLIGATORIO
7	CONELSUR LT S.A.C.	CONELSUR	OBLIGATORIO
8	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCABELICA S.A.	CONENHUA	OBLIGATORIO
9	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	TRANSMANTARO	OBLIGATORIO
10	ETESSELVA S.R.L.	ETESSELVA	OBLIGATORIO
11	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.	ISA	OBLIGATORIO
12	POMACOOCHA POWER S.A.C.	POMACOOCHA	VOLUNTARIO
13	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.	REP	OBLIGATORIO
14	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	REDEGUR	OBLIGATORIO
15	TRANSMISORA ELECTRICA DEL SUR S.A.	TESUR	OBLIGATORIO

Fuente: COES, Estadística relevante del sistema eléctrico interconectado nacional
Elaboración: COES

La ubicación geográfica de la oferta de las líneas de transmisión al 2016, se muestra en la figura 3.10, la línea de 500 kV recorre desde Piura hasta Moquegua (Ilo) recorriendo prácticamente toda la costa del Perú y conecta a la C.T. Nodo Energético y en su recorrido conecta otras centrales de generación, líneas de transmisión, fortalece y amplía la oferta en el SEIN.

La línea de 220 kV, se ramifica prácticamente por el todo el país, no llegando a los departamentos de Loreto, Amazonas, San Martín, Ucayali y Madre Dios, que son atendidos por líneas de 138 kV, a excepción de Loreto que es un sistema eléctrico aislado que atiende su demanda energética con generación propia, empleando como fuente de energía petróleo residual.

Figura 3.10. Mapa del SEIN a diciembre de 2016



Fuente: COES
Elaboración: COES

Las futuras líneas de transmisión y transformación que se incorporaran al SEIN que amplían la oferta se indican en el cuadro N° 3.6., siendo la más representativa la línea de 500 kV (Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo) con una capacidad de 1,400 MVA, longitud de 900 km e ingreso en operación comercial previsto para el 07/06/2017.

También se integrará al SEIN el sistema aislado Iquitos a través de la línea de 220 kV (Moyobamba-Iquitos), con una capacidad de 150 MVA, una longitud de 596 km, e ingreso en operación comercial previsto para el 28/12/2019.

Cuadro 3.6. Instalaciones de transmisión y transformación en construcción

Ítem	Proyecto	Nivel de Tensión	Concesionario	Capacidad de Transmisión (MVA)	Longitud (km)	Puesta en Operación Comercial
1	L.T. 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo	500 kV	CONSORCIO TRANSMANTARO	1400	900	7/06/2017
3	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y Subestaciones Asociadas	220 kV	ATN 3 S.A.	300	355.8	25/12/2016
4	L.T. 220 kV La Planicie - Industriales	220 kV	CONSORCIO TRANSMANTARO	400	16.6	11/09/2016
5	L.T. 220 kV Friaspata - Mollepata	220 kV	CONSORCIO TRANSMANTARO	250	90.5	19/12/2016
6	S.E. Orcotuna	220 kV	CONSORCIO TRANSMANTARO	50	5.7	19/12/2016
7	L.T. 220 kV Moyobamba - Iquitos	220 kV	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PERUANAS S.A.C.	150	596	28/12/2019
8	L.T. 220 kV Azángaro - Juliaca - Puno	220 kV	TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	450	106	18/03/2018
9	S.E. Carapongo y enlaces de conexión - Primera Etapa	220 kV	CONSORCIO TRANSMANTARO	600	5.4	11/03/2018
10	L.T. 220 kV Montalvo - Los Héroes	220 kV	RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL S.A.	250	128.8	12/05/2019

Fuente: COES, Osinergmin

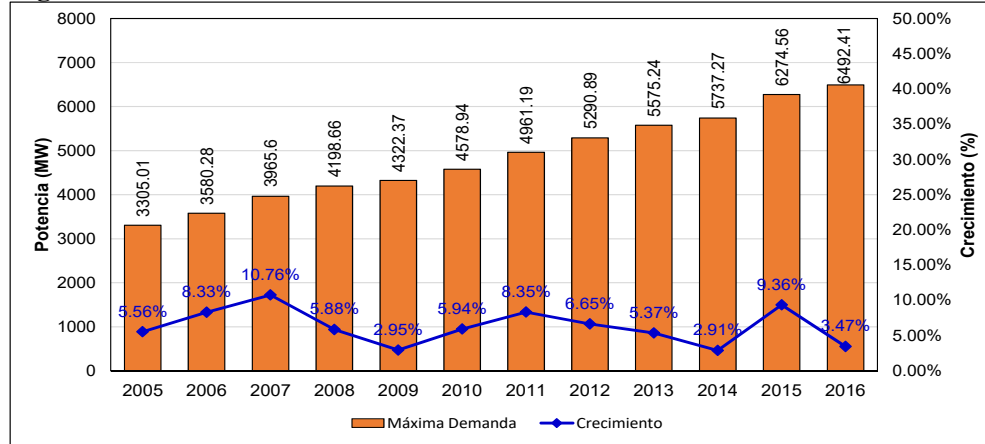
Elaboración: Autores de esta tesis

3.3. Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

3.3.1. Evolución histórica de la máxima demanda del SEIN

La máxima demanda del SEIN, desde el 2005 al 2016 se ha incrementado en 96.4%, y el máximo crecimiento anual se ha presentado en el 2007 con indicador de 10.76%, como se muestra en la figura 3.11

Figura 3.11. Evolución máxima demanda del SEIN



Fuente: COES.

Elaboración: Autores de esta tesis

3.3.2. Evolución histórica de la producción de energía eléctrica

La producción de energía eléctrica en el 2016 es de 48,326.4 GW.h (incluye energía exportada), y en el horizonte desde el 2005 al 2016 se incrementó en 110.1%, en el mismo periodo la utilización del gas natural ha crecido en 451.5 %, mientras que el hidráulico un 34.6%.

El 94.1% de la producción de energía eléctrica en el 2016, ha sido cubierto por fuentes de energía hidráulica y gas natural con aportes del 47.6% y 46.5% respectivamente.

El empleo de fuentes de energía solar y eólica en el SEIN se inicia en el año 2012 y 2014 respectivamente, como se muestra en el cuadro 3.7.

Cuadro 3.7. Producción de energía por tipo de fuente de energía

Tipo de Recurso	2005 (GW.h)	...	2011 (GW.h)	2012 (GW.h)	2013 (GW.h)	2014 (GW.h)	2015 (GW.h)	2016 (GW.h)
Hidro (Agua)	17100.84	...	20404.10	20848.60	21128.60	21002.90	22456.20	23009.60
Gas Natural	4071.78	...	13462.20	15340.50	17035.70	19910.00	20672.70	22457.20
Carbón	830.88	...	732.40	555.50	836.60	163.20	248.10	772.90
Residual /Diesel 2	997.98	...	531.50	354.10	245.90	87.70	214.10	653.10
Bagazo - Biogás		...	87.30	162.80	225.80	176.40	127.20	137.70
Solar		...	-----	59.70	196.90	199.30	231.00	241.80
Eólica		...	-----	-----	-----	256.30	590.70	1054.10
Total	23001.48		35217.50	37321.20	39669.50	41795.80	44540.00	48326.40

Fuente: COES.

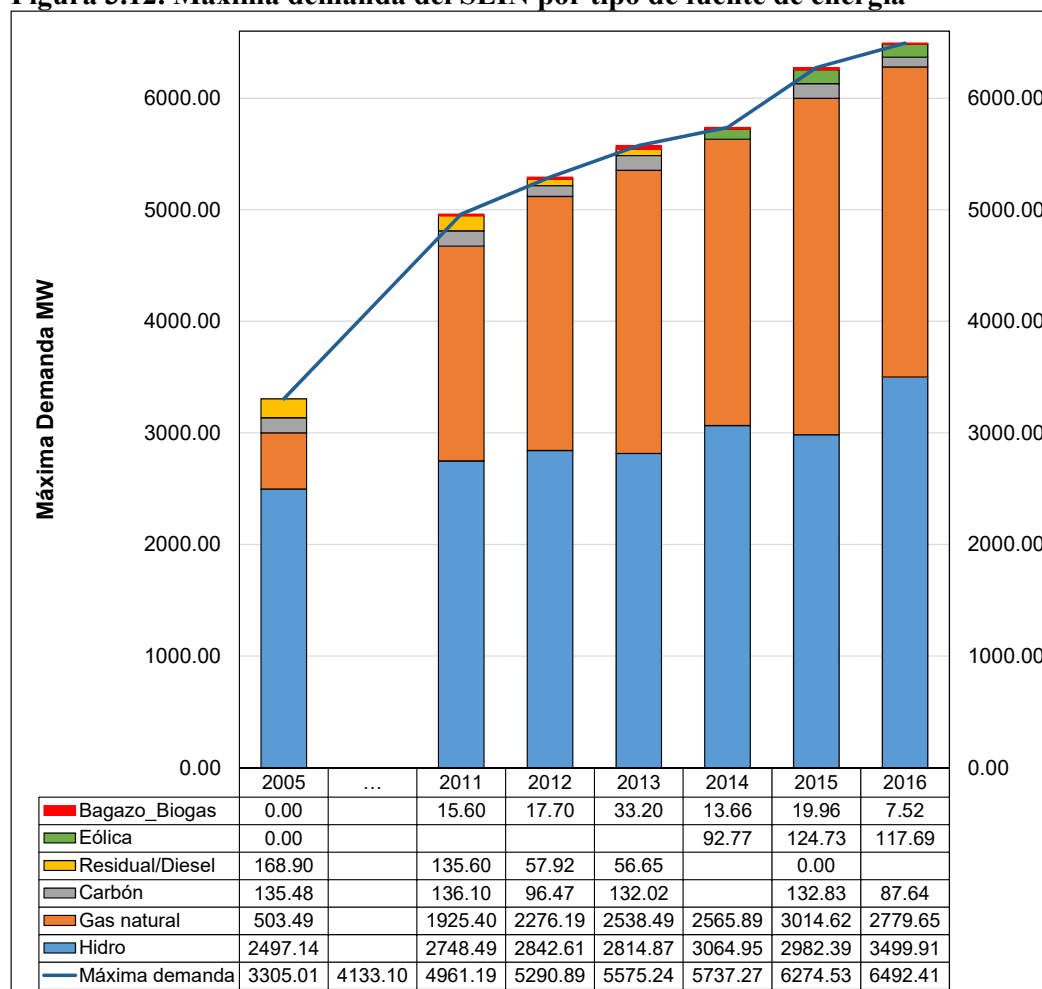
Elaboración: Autores de esta tesis

3.3.3. Fuentes de energía que han cubierto las máximas demandas del SEIN

Las principales fuentes de energía que contribuyeron a satisfacer la máxima demanda del 2016 en el SEIN son la hidráulica y el gas natural, con aportes de 53.9% y 42.8%, respectivamente, como se muestra en la figura 3.12.

Asimismo, el empleo de combustibles como el petróleo diésel y residual se han reducido considerablemente hasta no emplearse en cubrir la máxima demanda en los años 2014, 2015 y 2016. Y se inicia el uso de fuentes renovables como la energía eólica, bagazo y el biogás, estableciendo una tendencia que la matriz energética en el Perú está cambiando.

Figura 3.12. Máxima demanda del SEIN por tipo de fuente de energía



Fuente: COES.

Elaboración: Autores de esta tesis

3.4. Margen de reserva de generación

3.4.1. Evolución del margen de reserva fijado por el Ministerio de Energía y Minas

El MEM, en cumplimiento del inciso e) del artículo 112 del Reglamento de la LCE fija el margen de reserva cada cuatro años o en el momento que ocurra cambios sustanciales de la oferta o demanda eléctrica, considerando criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

El margen de reserva es importante porque interviene en la determinación de la potencia firme remunerable. Si la potencia firme del SEIN es menor a la sumatoria de la máxima demanda y el margen de reserva, significa que toda la potencia firme del SEIN remunerará por potencia como sucedió durante el 2005 hasta el 2008. Si la potencia firme del SEIN es mayor a la sumatoria de la máxima demanda y el margen de reserva, significa que la potencia firme del SEIN en su totalidad no remunerará quedando empresas de generación sin remuneración por potencia, hecho que debe estar sucediendo con mayor perjuicio en estos últimos tres años (2014, 2015 y 2016), de acuerdo a la evolución del margen de reserva fijado por el MEM, como se muestra en la figura 3.13.

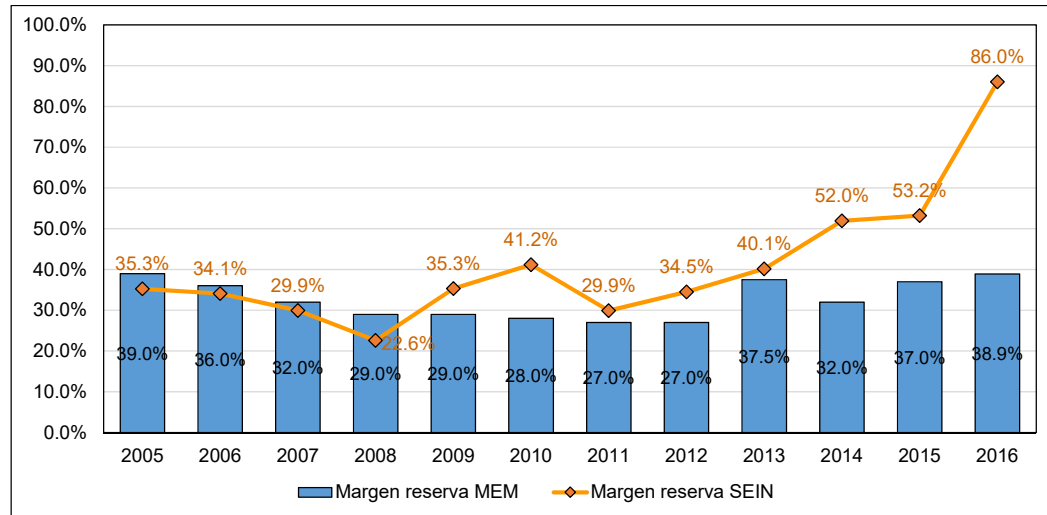
3.4.2. Evolución del margen de reserva existente

La figura 3.13, muestra la evolución del margen de reserva del SEIN, calculado a partir de la potencia firme anual y la máxima demanda anual publicado por el COES, los márgenes de reserva más altos se presentan en los años 2014, 2015 y 2016, con valores de 52%, 53.2% y 86.3% respectivamente.

El margen de reserva del SEIN, desde el 2005 hasta el 2008, se encontró por debajo de los valores fijados por el MEM, luego se experimentó una segunda etapa (del 2012 al 2013) en que cumple los valores fijados por el MEM y una tercera etapa (del 2014 al 2016), con los valores muy por encima de lo establecido, ubicando al Perú en el

escenario 2 (Máxima demanda + margen de reserva \leq Potencia efectiva total) donde las empresas generadoras buscan de remunerar por potencia y energía.

Figura 3.13 Evolución del margen de reserva fijado por el MEM y el existente en el SEIN



Fuente: COES, MEM, diario *El Peruano*.
Elaboración: Autores de esta tesis

3.5. Comparativo de la proyección de la demanda y oferta del SEIN al 2021

Para obtener la proyección de la máxima demanda al 2021, se considera las máximas demandas ocurridas en el SEIN desde el 2010 hasta el 2016. A partir de esta información se construye una gráfica de dispersión como se muestra en la figura 3.14., que muestra una tendencia lineal y a través de la regresión de tendencia lineal, empleando el método de mínimos cuadrados, se determina la siguiente fórmula para proyectar la tendencia de la máxima demanda en los próximos años.

$$Y = 314.77 X - 628071 \text{-----(1)}$$

Donde:

Y: La máxima demanda (MW), para el año “X” deseado

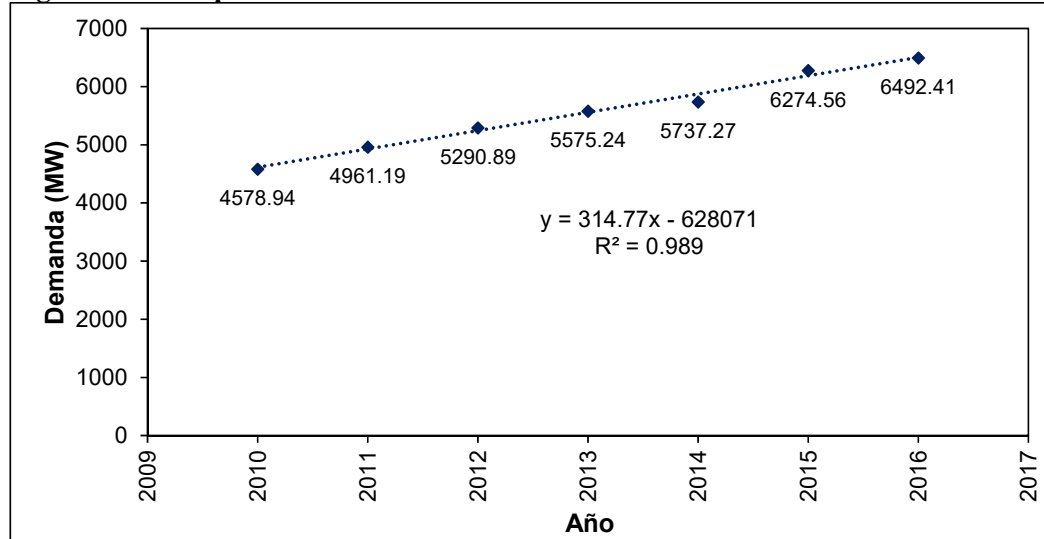
X: Año en que se desea conocer la máxima demanda (MW)

Asimismo, se determinó los siguientes coeficientes:

Coefficiente de determinación = 0.9944

Coefficiente de correlación = 0.9889

Figura 3.14. Dispersión de máxima demanda anual SEIN



Fuente: COES

Elaboración: Autores de esta tesis

Coefficiente de Correlación, es definida por Anderson, Sweeney & Williams (2012) “Medida de la asociación lineal entre dos variables, que toma los valores entre -1 y +1. Los valores cercanos a +1 indican una relación lineal positiva sólida; los valores cercanos a -1 indican una relación lineal negativa sólida, y los valores cercanos a cero, la falta de una relación lineal.” (p.130).

Para la presente investigación se halló el coeficiente de determinación igual a 0.9944 y el coeficiente de correlación igual a 0.9889, valor muy cercano a la unidad 1, lo que indica que existe una fuerte relación lineal positiva sólida.

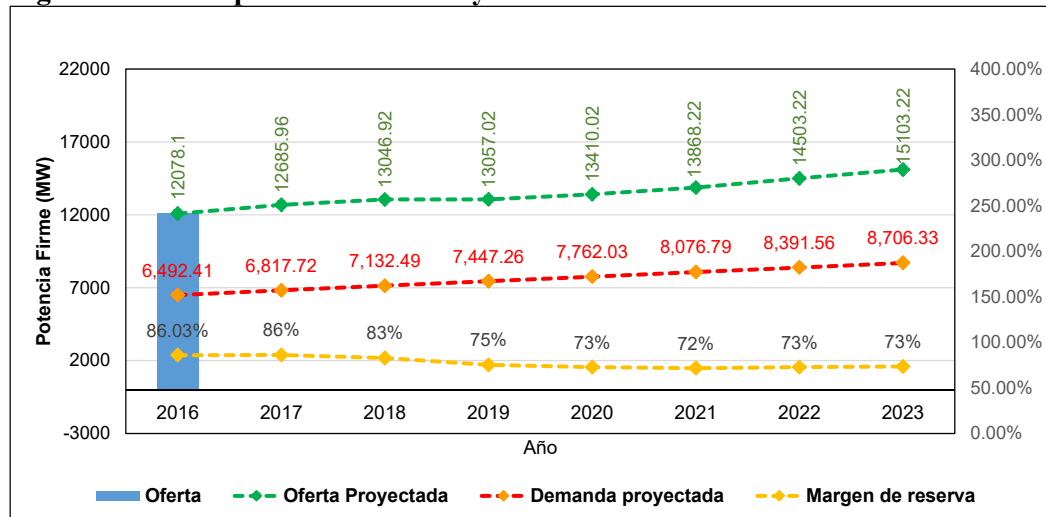
De acuerdo a Anderson, Sweeney & Williams (2012) “Si existe una relación significativa entre x y y , y el coeficiente de determinación indica que el ajuste es bueno, la ecuación de regresión estimada es útil para estimación y predicción.” (p.594).

Por lo que, se concluye que la fórmula (1) es válida para proyectar las máximas demandas en los siguientes años para el SEIN

La oferta considerada se determinó en el numeral 3.1.4. “Proyección de la oferta al 2023” de la presente tesis.

La comparación entre la oferta y la demanda proyectada se muestra en la figura 3.15., observándose que se mantiene el escenario 2, el mismo que desaparecerá al obtenerse márgenes de reserva cercanos a 38.9% (valor reconocido por MEM periodo 2016).

Figura 3.15. Comparativo de oferta y demanda del SEIN al 2021



Fuente: COES, MEM, diario *El Peruano*.
Elaboración: Autores de esta tesis.

Asimismo, se calculó la demanda adicional que debe sumarse a la demanda proyectada y alcanzar un margen de reserva de 39% para cada año, que se muestra en el cuadro N° 3.8.

Al horizonte de cinco años (2021), se pasaría del escenario 2 al escenario 1 si ingresa una demanda adicional de 1,900 MW, que es equivalente a los principales clientes libres del SEIN que se muestran en el cuadro N° 3.9.

Cuadro 3.8. Demanda adicional a la proyección de la demanda

Descripción	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Oferta Proyectada (MW)	12685.96	13046.92	13057.02	13410.02	13868.22	14503.22	15103.22
Demanda Proyectada (MW)	6817.72	7132.49	7447.26	7762.03	8076.79	8391.56	8706.33
Margen de Reserva (MW)	3568.24	3664.43	3659.76	3747.99	3891.43	4061.66	4246.89
Ingreso Demanda Adicional (MW)	2300						
	2250						
	1950						
	1900						
	1900						
	2050						
	2150						
Margen de Reserva (%)	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%

Fuente: COES

Elaboración: Autores de esta tesis

Cuadro 3.9. Cargas importantes del SEIN equivalente a 1,900 MW

1900 MW equivale a:	4.8 veces	Cerro Verde (máxima demanda 396.65MW)
1900 MW equivale a:	9.6 veces	Southern Perú (máxima demanda 197.398 MW)
1900 MW equivale a:	12.2 veces	Votorantim Metais Cajamarquilla (máxima demanda 156.062 MW)
1900 MW equivale a:	13.2 veces	Las Bambas (máxima demanda 144.244 MW)
1900 MW equivale a:	16.1 veces	Antamina (máxima demanda 117.828 MW)
1900 MW equivale a:	17.4 veces	Chinalco Perú (máxima demanda 108.884 MW)
1900 MW equivale a:	20.3 veces	Antapaccay (máxima demanda 93.46 MW)
1900 MW equivale a:	23.8 veces	Hudbay Perú (máxima demanda 79.675 MW)
1900 MW equivale a:	32.8 veces	Unacem (máxima demanda 57.925 MW)
1900 MW equivale a:	36.0 veces	Yanacocha (máxima demanda 52.835 MW)

Fuente: COES (máxima demanda coincidente 2016)

Elaboración: Autores de esta tesis

Dado la situación actual del Perú que no hay señales de ingreso de cargas importantes (clientes libres) que superen una máxima demanda de 1,900 MW hasta el 2021, se concluye que el escenario 2 en el SEIN se mantendrá hasta el 2021 (periodo de evaluación).

CAPÍTULO IV. PROYECCIÓN DE LA OFERTA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PUCALLPA - CAMPO VERDE

4.1. Análisis de oferta histórica y futura de la zona de estudio

La zona de estudio es la concesión eléctrica de la empresa Electro Ucayali S.A., que está conectada al SEIN, a través de las líneas de transmisión L-2251 de 220 kV (Tingo María – Aguaytia) y L-1125 de 138 kV (Aguaytia - Pucallpa) como se muestra en la figura 4.1.

Figura 4.1. Conexión de Electro Ucayali S.A. al SEIN



Fuente: COES
Elaboración: COES

La línea con menor capacidad de transmisión a la ciudad de Pucallpa es la línea L-1125 de 138 kV (Aguaytia – Pucallpa), que fue diseñada para transportar 55 MVA, (52.25 MW) y entró en operación comercial el año 2002 con una proyección de operación de 30 años, sin embargo el crecimiento en la región Ucayali ha originado que Electro Ucayali S.A., en el año 2013 en amparo al Decreto de Urgencia N° 037-2008 (vigente hasta el 31/12/2013), gestionó ante el MEM la declaración de situación de restricción temporal de generación, dado que la oferta a través de la línea L-1125 de 138 kV no cubriría la demanda del sistema eléctrico Pucallpa. El MEM, con fecha 29 de noviembre de 2013, mediante RM N° 529-2013-MEM/DM, declaró en situación de

restricción temporal de generación para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica en la zona de Pucallpa, encargando a Electro Ucayali S.A., implemente una generación adicional de 9 MW hasta la puesta en operación comercial de la Reserva Fría de 40MW (febrero-2015) o el reforzamiento de la línea L-1125 138 kV de 55 MVA hasta 80 MVA.

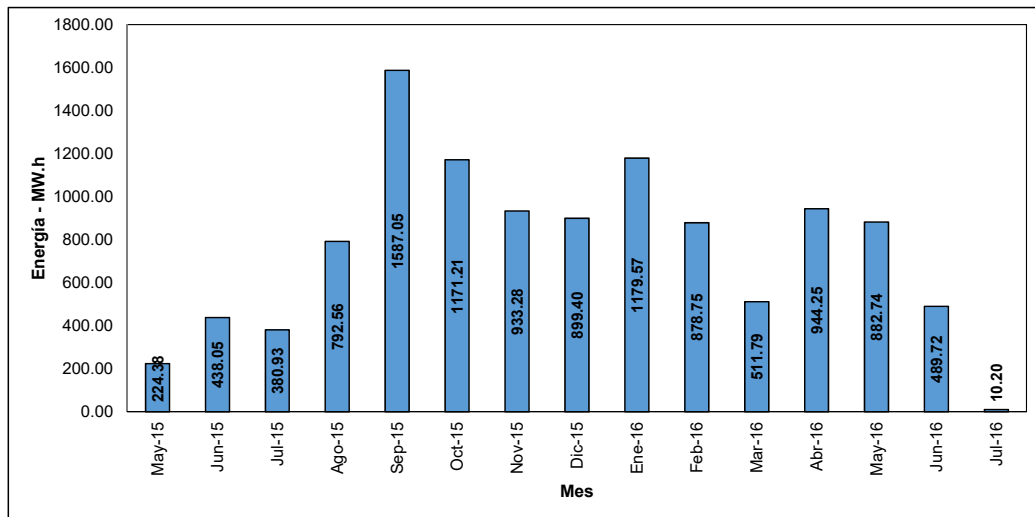
Electro Ucayali S.A., con fecha 18 de diciembre de 2013, en cumplimiento a la RM N° 529-2013-MEM/DM, celebró el contrato N° G-172-2013/EU, con la empresa Ferrenergy S.A.C., con el objeto de contratar el “Servicio de Capacidad Adicional de Generación de 9 MW para el Sistema Eléctrico Pucallpa-Campo Verde”, con un monto contractual de USD \$/. 3.86 MM vigente hasta el 28/02/2015, fecha programada para ingresar en operación comercial la Reserva Fría de 40 MW.

El atraso del ingreso de la reserva fría, originó que con fecha 12 de marzo de 2015 mediante RM N° 117-2015-MEM/DM, el MEM declare en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Pucallpa, encargando a Electro Ucayali S.A., implemente una generación adicional hasta 8 MW, suscribiéndose con fecha 15 de abril de 2015 el contrato N° G-040-2015/EU con la empresa Ferrenergy S.A.C., (USD \$/. 3.32 MM).

Asimismo, con fecha 07 de enero de 2016, el MEM mediante RM N° 002-2016-MEM/DM, encargó nuevamente a Electro Ucayali S.A., amplió la generación adicional existente hasta 8 MW a través de etapas (3 MW y 8 MW), suscribiéndose con fecha 26 de enero de 2016 el contrato N° G-007-2016/EU con la empresa Ferrenergy S.A.C., por la implementación adicional de 3 MW. (USD \$/. 495,600.00)

La generación adicional desde su ingreso en operación comercial (diciembre-2013) hasta su finalización (julio-2016), ha producido 15.54 GW.h, como se muestra en la figura 4.2.

Figura 4.2. Producción de energía MW.h - Generación Adicional



Fuente: Electro Ucayali S.A.

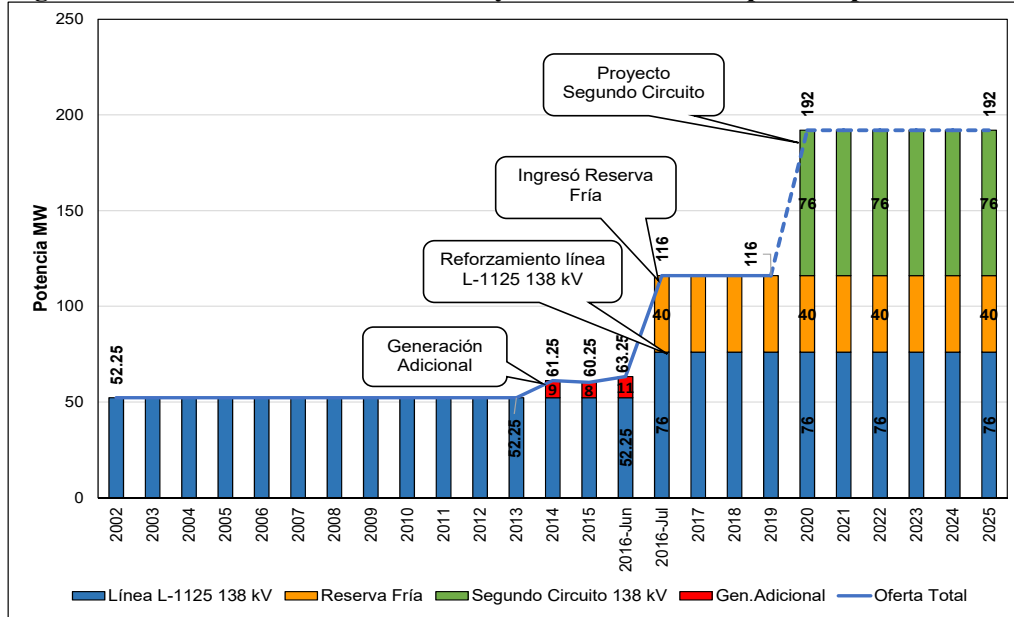
Elaboración: Autores de esta tesis

La implementación de la reserva fría de 40 MW en Pucallpa y el reforzamiento de la Línea L-1125 de 138 kV de 55 MVA hasta 80 MVA, son los dos proyectos que incrementan la oferta en la zona de Pucallpa, los mismos que ingresaron en operación comercial el 28 de julio de 2016 y 26 de julio de 2016, respectivamente. Alcanzando una oferta de 116 MW a favor del Sistema Eléctrico Pucallpa-Campo Verde.

La oferta futura se incrementará por el proyecto “Línea de Transmisión Aguaytía – Pucallpa 138 kV (segundo circuito)”, con una capacidad de 80 MVA (76 MW), el proceso de licitación estuvo a cargo de Pro Inversión, obteniendo la Buena Pro la empresa Terna Perú S.A.C., por menor costo ofertado (Costo de Inversión: USD \$/. 8.83MM dólares americanos y Costo de O y M: USD \$/. 307,000.00 dólares americanos), esta empresa será responsable del diseño, financiación, construcción, operación y mantenimiento del proyecto, la fecha de cierre ha sido el 05/09/2017, el plazo para la puesta en operación comercial es de tres años, lo que implica que en setiembre - 2020 la oferta se ampliará hasta 192 MW por el ingreso de este proyecto.

En la figura 4.3, se muestra la evolución de la oferta histórica, actual y futura a favor del sistema eléctrico Pucallpa (zona de estudio)

Figura 4.3. Evolución oferta histórica y futura S.E. Pucallpa-Campo Verde



Fuente: Electro Ucayali S.A., Proinversión.

Elaboración: Autores de esta tesis

Cuando la demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa – Campo Verde supere 76 MW (capacidad actual de la línea L-1125 de 138 kV) y aún no ingrese el segundo circuito, será cubierto por la operación de la reserva fría, generando un déficit de oferta eficiente por empleo de petróleo diésel.

CAPÍTULO V. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PUCALLPA - CAMPO VERDE

La demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde, está compuesto por la sumatoria de la demanda de las siguientes subestaciones de potencias:

- a) Subestación de Potencia Yarinacocha (SEYA), compuesta por dos transformadores de potencia de 14 MVA, con una capacidad total de 28 MVA, transforma el nivel de tensión de 60 kV a 10 kV, y suministra energía eléctrica al distrito de Yarinacocha, con aproximadamente 19,215 clientes al 2016.

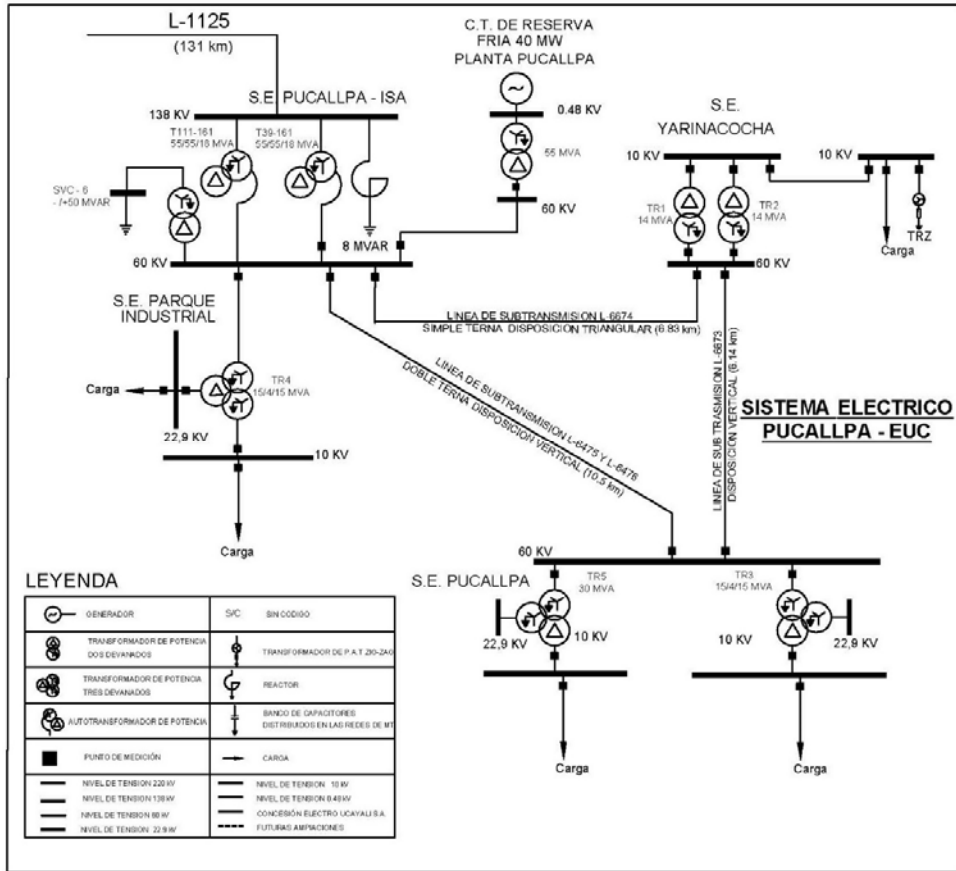
- b) Subestación de Potencia Pucallpa (SEPU), compuesta por dos transformadores de potencia uno de 15 MVA y otro de 30 MVA, con una capacidad total de 45 MVA, transforma el nivel de tensión de 60 kV a 10 kV, y suministra energía eléctrica al distrito de Calleria y Manantay, con aproximadamente 39,244 clientes al 2016.

- c) Subestación de Potencia Parque Industrial (SEPI), compuesta por un transformador de potencia de 15 MVA, con una capacidad total de 15 MVA, transforma el nivel de tensión de 60 kV a 22.9 kV y 10 kV, suministra energía eléctrica a los distritos de Calleria, Campo Verde, eje de la carretera Federico Basadre y zona rural, con aproximadamente 18,910 clientes al 2016.

Estas tres subestaciones de potencia (SEYA, SEPU y SEPI), ofrecen una capacidad total de 88 MVA, y son suministradas por la línea de transmisión L-1125 de 138 kV de 80 MVA (Aguaytia-Pucallpa), de propiedad de la empresa ISA PERU, como se muestra en la figura 5.1.

La máxima demanda del 2016, en el Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde se presentó a las 19:15 horas del 16 de noviembre de 2016 y fue de 54.98 MW, que resultó de la sumatoria de las demandas atendidas por las subestaciones de potencia SEYA, SEPU y SEPI, de 8.75 MW, 33.96 MW y 12.27 MW, respectivamente.

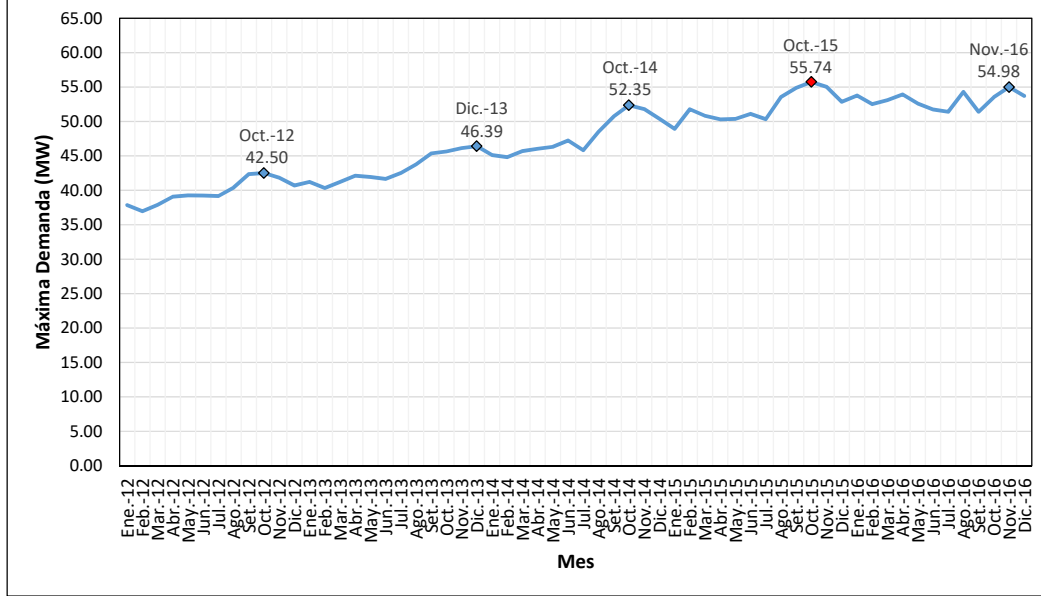
Figura 5.1 Diagrama unifilar Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde



Fuente: Departamento de Operaciones, Electro Ucayali S.A.
 Elaboración: Autores de esta tesis

La máxima demanda del S.E. Pucallpa - Campo Verde ha sido de 42.50 MW, 46.39 MW, 52.35 MW, 55.74 MW y 54.98 MW durante los años 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016, respectivamente, como se muestra en la figura 5.2, alcanzando un crecimiento del 2012 al 2015 de 31.2%. Sin embargo el 2016 decreció 1.4% respecto al 2015, principalmente por la reducción del consumo de energía eléctrica del sector maderero. Asimismo, en el 2016 la región Ucayali atravesó una huelga indefinida de 11 días encontrándose entre el pliego de reclamos y exigencia el alza de las tarifas eléctricas y el Decreto Legislativo 1220 que establece medidas para la lucha contra la tala ilegal.

Figura 5.2 Evolución mensual de máxima demanda S.E. Pucallpa - Campo Verde



Fuente: Departamento de Operaciones, Electro Ucayali S.A.

Elaboración: Autores de esta tesis

5.1. Determinación de clientes importantes a incorporarse en los próximos años

La empresa Electro Ucayali S.A., cuenta con un “Planeamiento Eléctrico del Sistema de Generación, Transmisión, Transformación y Distribución Primaria en las provincias de Coronel Portillo, Padre Abad y Atalaya” desarrollado en julio de 2014 a través, de la empresa Centro de Conservación de Energía y del Ambiente (CENERGIA), encontrándose dentro de este planeamiento el estudio de mercado para los cuatro servicios eléctricos de Electro Ucayali S.A. (Pucallpa, Campo Verde, Aguatia y Atalaya), con fines para la presente investigación solo se considerará los Servicios Eléctricos de Pucallpa y Campo Verde, por ser la zona de estudio de la presente tesis.

La demanda prevista por clientes importantes a incorporarse para el servicio eléctrico Pucallpa se muestra en el cuadro 5.1., entre las empresas que presentarán mayor demanda al 2023 se encuentra el Parque Industrial Privado de Ucayali APAMED (10 MW), Real Plaza (4.35 MW), Open Plaza (3.5 MW), Cervecería San Juan (3.5 MW), Embarcadero Monte Blanco (3.5 MW), que representa el 53.7% de la demanda prevista. Las electrificaciones de habilitaciones urbanas y rurales demandarán 12.6 MW, que representa el 27.2% y 63 proyectos de mejoramiento, ampliación de agua potable, alcantarillado, tratamiento de aguas residuales a ser desarrollados por los municipios de Calleria, Yarinacocha y Manantay demandarán 3.4 MW.

Cuadro 5.1. Proyección de cargas importantes Servicio Eléctrico Pucallpa

Ítem	Proyecto	2014 kW	2015 kW	2016 kW	2017 kW	2018 kW	2019 kW	2020 kW	2021 kW	2022 kW	2023 kW
1	Parque Industrial Privado de Ucayali APEMED	0	2000	3600	5200	6800	8200	10000	10000	10000	10000
2	Red de distribución primaria en 10 kV, centro comercial Real Plaza Pucallpa	1784	2393	3045	3698	4350	4350	4350	4350	4350	4350
3	Centro comercial Open Plaza	1435	1925	2450	2975	3500	3500	3500	3500	3500	3500
4	Incremento de potencia contratada de sistema de utilización 10kV, 2.5MW Cervecería San Juan S.A.	0	0	0	1250	1875	2500	2500	2500	2500	2500
5	Sistema de utilización en 10 kV – embarcadero Monte Blanco	975	1155	1335	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
6	Sistema de utilización en 10 - 22.9 kV – incremento de potencia contratada de 2 500 kW a 3 500 kW de la Cervecería San Juan S.A.	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
7	Sol del Oriente	0	0	300	440	580	720	860	1000	1000	1000
8	Fortalecimiento de los servicios de salud del hospital regional de Pucallpa - Región Ucayali	0	0	250	367	483	600	717	833	833	833
9	Incremento de potencia contratada para el sistema de utilización en 10.00 kV para embotelladora Oriental S.A.C.	0	0	167	245	323	400	478	556	556	556
10	Malecon Grau - Gerencia Comercial	0	0	0	150	220	290	360	430	500	500
11	Hotel Casa Andina	250	375	500	500	500	500	500	500	500	500
12	Incremento de suministro de potencia de media tensión de 120 kW a 300 kW, Victoria Boutique Hotel S.A.C	0	0	0	121	177	233	289	346	402	402
13	Sistema de utilización en 10 kV: "Amazonia Grand Hotel S.A.C."	0	0	0	80	117	154	191	228	265	265
14	Incremento de potencia contratada para el sistema de utilización en 10.00 kV para SENATI - Pucallpa	0	0	0	75	110	145	180	215	250	250
15	Universidad Alas Peruanas - filial Pucallpa	0	0	0	75	110	145	180	215	250	250
16	Sistema de utilización en 10 kV – institución educativa Faustino Maldonado	0	0	0	0	57	84	110	137	163	190
17	Sistema de utilización en 10kV: "mejoramiento de la infraestructura y equipamiento del laboratorio de computación e informática del Instituto Superior Tecnológico Suiza"	0	0	0	0	35	51	68	84	101	117
18	Mejoramiento de la infraestructura en la I.E. N° 64027 Juan Edinson Bordoy Ruiz - San Alejandro	0	0	0	0	22	32	42	52	62	72
19	Sistema de Utilización en 10 kv – embarcadero Monte Blanco 2da etapa	0	0	0	1250	1875	2500	2500	2500	2500	2500
20	Electrificación SER 27 AAHH Pucallpa 4500 usuarios	900	1350	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
21	Electrificación SER Pucallpa grupo 23 parcial (1000 aprox)	0	200	300	400	400	400	400	400	400	400
22	Electrificación SER Bajo Aguaytia Pucallpa (1000 aprox)	0	0	0	200	300	400	400	400	400	400
23	Electrificación AAHH Manantay (8300 viviendas)	0	0	1660	2490	3320	3320	3320	3320	3320	3320
24	Electrificación AAHH Yarinacocha (8400 viviendas)	0	0	1680	2520	3360	3360	3360	3360	3360	3360
25	Electrificación AAHH Calleria (8300 viviendas)	0	0	1660	2490	3320	3320	3320	3320	3320	3320
26	63 proyectos de mejoramiento y ampliación del sistema de agua potable y alcantarillado sanitario, planta de tratamiento de aguas residuales en distritos de Calleria, Yarinacocha y Manantay	156	455	1052	1558	2082	2558	2962	3259	3362	3403
TOTAL (kW)		6499	10853	20799	30382	38215	42062	44887	45805	46194	46288

Fuente: Electro Ucayali S.A., “Estudio de Mercado Eléctrico”

Elaboración: Autores de esta tesis

La demanda prevista por clientes importantes a incorporarse para el servicio eléctrico Campo Verde se muestra en el cuadro 5.2., entre las empresas que presentarán mayor demanda al 2023 se encuentra la planta procesadora de aceite (4 MW), Planta biodiesel planta aceitera (4 MW), San Fernando (2.3 MW), Agropecuaria Campo Verde (2.3 MW), que representa el 61.5% de la demanda prevista y las electrificaciones de habilitaciones urbanas y rurales demandarán 5.01 MW, que representa el 24.5%.

Cuadro 5.2. Proyección de cargas importantes Servicio Eléctrico Campo Verde

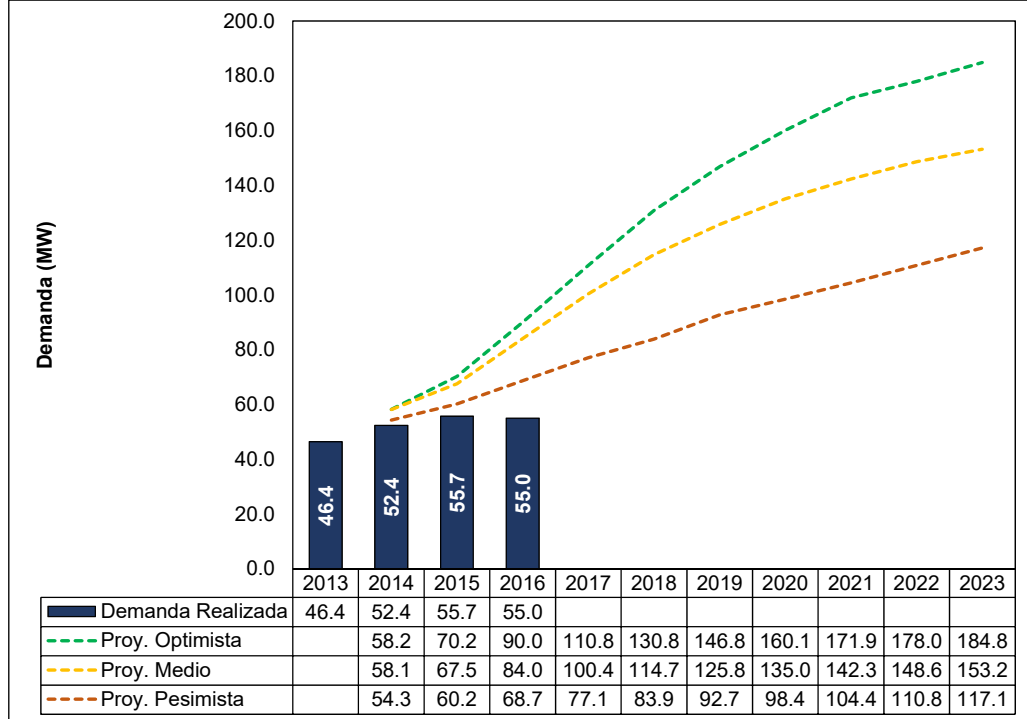
Ítem	Proyecto	2014 kW	2015 kW	2016 kW	2017 kW	2018 kW	2019 kW	2020 kW	2021 kW	2022 kW	2023 kW
1	Camara de bombeo de desagüe CBD-01	0	0	6	9	15	21	24	29	29	29
2	Plantaciones Ucayali procesadora de aceite	0	0	800	1200	2000	2800	3200	4000	4000	4000
3	Plantaciones Ucayali planta de refinación de aceite	0	0	100	150	250	350	400	500	500	500
4	Nueva Ciudad (5000 viviendas)	0	0	334	500	834	1168	1335	1668	1668	1668
5	Planta aceitera - grupo ARIAZ	0	0	120	180	300	420	480	600	600	600
6	Planta de biodisel palma aceitera	0	0	0	800	1200	2000	2800	3200	4000	4000
7	Empresa petrolera- 50 Ha - 15 Ha para viviendas.	0	0	0	17	25	41	58	66	83	83
8	San Fernando, ex.granja San Jorge	1150	1610	1840	2070	2300	2300	2300	2300	2300	2300
9	KM 86 traslado de clientes atendidos por ELC 2000 clientes	0	0	400	560	640	720	800	800	800	800
10	Cientes zona Tornavista 3400 clientes	0	0	695	973	1112	1251	1390	1390	1390	1390
11	Planta azucarera, grupo Montes	0	0	0	140	210	350	490	560	700	700
12	Agropecuaria Campo Verde	0	0	0	460	690	1150	1610	1840	2300	2300
13	Compañía Valle del Ucayali	0	0	0	120	180	300	420	480	600	600
14	Planta lechera	0	0	0	50	75	125	175	200	250	250
15	Palmagro SAC KM 30 CFB	50	70	80	90	100	100	100	100	100	100
16	SER Pucallp, Campo Verde grupo 23 parcial (2000 aprox)	0	400	560	640	720	800	800	800	800	800
17	SER - GOREU 900 usuarios	180	252	288	324	360	360	360	360	360	360
TOTAL (kW)		1380	2332	5223	8283	11011	14256	16741	18894	20481	20481

Fuente: Electro Ucayali S.A., “Estudio de Mercado Eléctrico”

Elaboración: Autores de esta tesis

Asimismo, en el mencionado estudio de mercado eléctrico se determinó la proyección del crecimiento de la demanda en los escenarios optimista, medio y pesimista para los servicios eléctricos en estudio (Pucallpa y Campo Verde). A partir de estos se obtiene el crecimiento total de la proyección de la demanda en ambos servicios eléctricos en los escenarios propuestos (optimista, medio y pesimista), como se muestra en la figura 5.3. En la que se aprecia que las demandas proyectadas en el escenario pesimista para el 2014, 2015 y 2016 son de 54.3 MW, 60.2 MW y 68.7 MW, respectivamente. Sin embargo las demandas realizadas en los años 2014, 2015 y 2016 fueron de 52.4 MW, 55.7 MW y 55 MW, respectivamente encontrándose por debajo de lo proyectado, con una diferencia de 13.7 MW al 2016, perdiendo vigencia y siendo menester actualizar la proyección para fines del presente estudio.

Figura 5.3. Proyección de la demanda S.E. Pucallpa - Campo Verde - CENERGIA



Fuente: Electro Ucayali S.A., “Estudio de Mercado Eléctrico”
 Elaboración: Autores de esta tesis

5.2. Cálculo estadístico de proyección de la demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde

Dado que no se registraron necesidades de nuevas cargas importantes en el periodo posterior al “Planeamiento Eléctrico del Sistema de Generación, Transmisión, Transformación y Distribución Primaria en las provincias de Coronel Portillo, Padre Abad y Atalaya”, se actualiza a diciembre 2016 los cuadros de proyección de cargas importantes en los servicios eléctricos en estudio Pucallpa y Campo Verde, excluyendo las cargas que han ingresado en operación comercial de acuerdo a lo programado como Real Plaza, Open Plaza, Embarcadero Monte Blanco, Cervecería San Juan, Hotel Casa Andina, Electrificación SER 27 AAHH, Electrificación SER Pucallpa Grupo 23, Electrificación SER Bajo Aguaytia, Km 86 traslado de clientes atendidos por el ELC, SER Pucallpa, Campo Verde grupo 23 y SER GOREU 900 usuarios y se reprograma cargas importantes que no ingresarán en el 2017 como APEMED, Cervecería San Juan, Hotel Sol del Oriente, Hospital Regional de Pucallpa, Embotelladora Oriental, Electrificaciones AAHH Manantay, AAHH Yarinacocha, AAHH Calleria, Plantaciones

Ucayali procesadora de aceite, Plantaciones Ucayali planta de refinación de aceite, Nueva Ciudad, Planta Aceitera Aríaz, San Fernando y Compañía Valle del Ucayali. También se considera las cargas que ingresaron antes de lo programado como SENATI, Universidad Alas Peruanas, Colegio Faustino Maldonado, Electrificación SER Bajo Aguaytía, Planta Azucarera Montes, Agropecuaria Campo Verde, y la Planta Lechera. Obteniéndose en el cuadro 5.3., el total de cargas importantes a ingresar desde el 2017 al 2023.

Cuadro 5.3. Proyección de cargas importantes Servicio Eléctrico Pucallpa - Campo Verde

Sistema Eléctrico	2017 MW	2018 MW	2019 MW	2020 MW	2021 MW	2022 MW	2023 MW
Pucallpa	2.8	6.1	15.5	21.3	26.3	28.5	30.2
Campo Verde	1.7	5.4	8.6	11.5	14.2	16.2	17.5
Total	4.6	11.5	24.1	32.7	40.5	44.7	47.7

Fuente: Electro Ucayali S.A., “Estudio de Mercado Eléctrico”

Elaboración: Autores de esta tesis

Con el objeto de realizar la proyección de la demanda de potencia vegetativa (MW) se empleará el método tendencial, considerando el histórico de las máximas demandas presentadas desde el 2007 hasta el 2016, y posteriormente se adicionará las cargas importantes indicadas en el cuadro 5.3. que resultó de la actualización del estudio de mercado a diciembre de 2016.

5.2.1. Cálculo de la demanda de potencia vegetativa de 2017 al 2023

Los datos históricos de máximas demandas ocurridas en el Servicio Eléctrico Pucallpa - Campo Verde desde 2007 hasta 2016 (10 años) se muestran en la figura N° 5.4.

A partir de la información mostrada en la figura 5.4., se evalúa la información a través de una gráfica de dispersión como se muestra en la figura 5.5., que muestra una tendencia lineal y a través de la regresión de tendencia lineal, empleando el método de mínimos cuadrados, se determina la siguiente fórmula para proyectar la tendencia de la máxima demanda en los próximos años.

$$Y = 3.095636 X - 6184.330545 \text{-----}(2)$$

Donde:

Y: La Máxima Demanda (MW), para el año "X" deseado

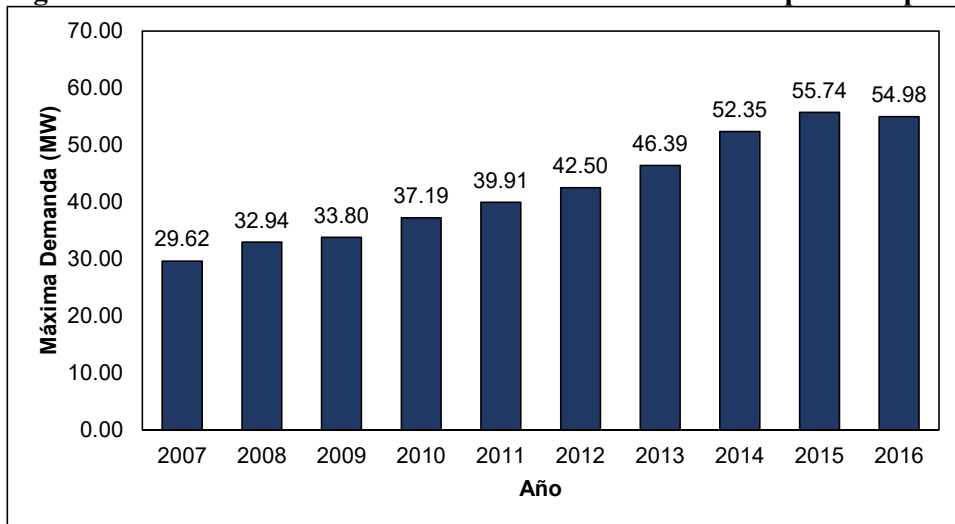
X: Año en que se desea conocer la máxima demanda (MW)

Asimismo, se determinó los siguientes coeficientes:

Coeficiente de determinación = 0.9748

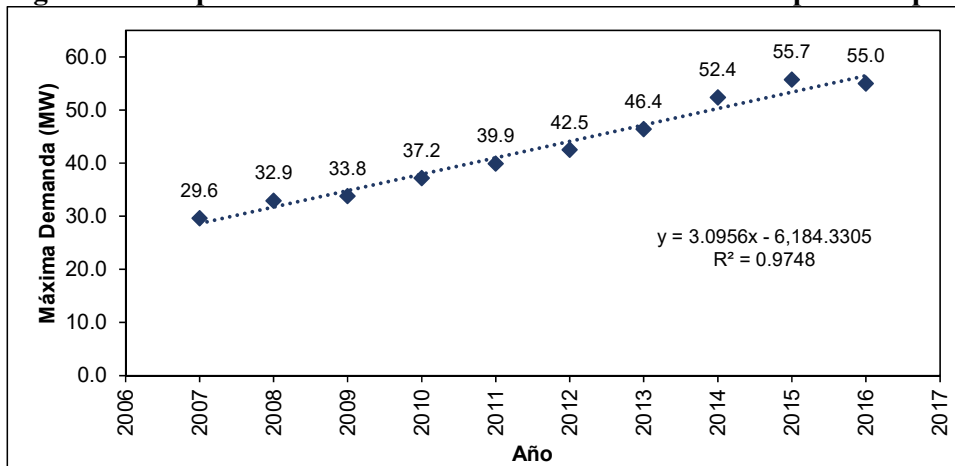
Coeficiente de correlación = 0.9873

Figura 5.4. Evolución anual de máxima demanda S.E. Pucallpa - Campo Verde



Fuente: Electro Ucayali S.A.
Elaboración: Autores de esta tesis

Figura 5.5. Dispersión de máxima demanda anual S.E. Pucallpa - Campo Verde



Fuente: Electro Ucayali S.A.
Elaboración: Autores de esta tesis

Coeficiente de Correlación, es definida por Anderson, Sweeney & Williams (2012) “Medida de la asociación lineal entre dos variables, que toma los valores entre -1 y +1. Los valores cercanos a +1 indican una relación lineal positiva sólida; los valores cercanos a -1 indican una relación lineal negativa sólida, y los valores cercanos a cero, la falta de una relación lineal.” (p.130).

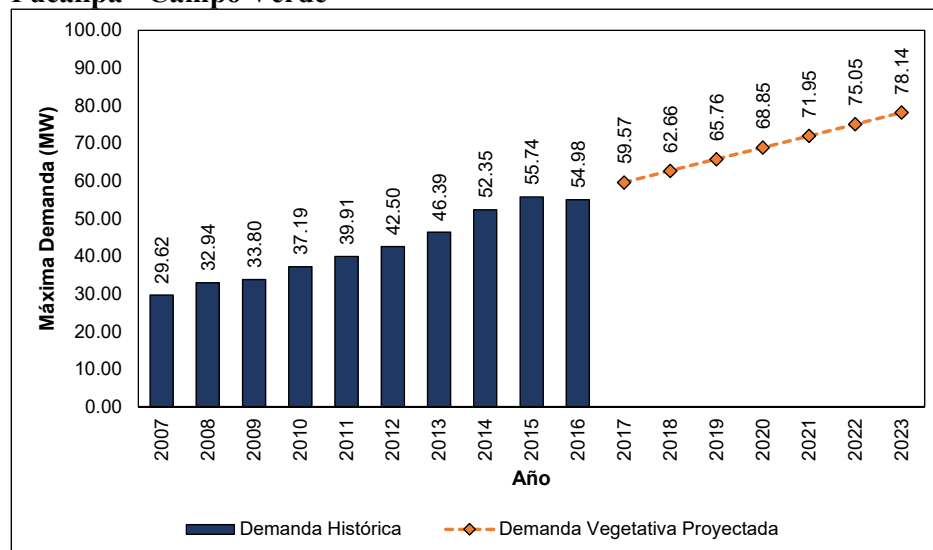
Para la presente investigación se halló el coeficiente de determinación igual a 0.9748 y el coeficiente de correlación igual a 0.9873, valor muy cercano a la unidad 1, lo que indica existe una fuerte relación lineal positiva sólida.

De acuerdo a Anderson, Sweeney & Williams (2012) “Si existe una relación significativa entre x y y , y el coeficiente de determinación indica que el ajuste es bueno, la ecuación de regresión estimada es útil para estimación y predicción.” (p.594).

Por lo que, se concluye que la fórmula (2) es válida para proyectar las máximas demandas en los siguientes años para el Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde.

La proyección de la potencia vegetativa de 2017 al 2023 se muestra en la figura 5.6, calculado mediante la fórmula (2)

Figura 5.6. Proyección de la demanda de potencia vegetativa de 2017 al 2023 S.E Pucallpa - Campo Verde



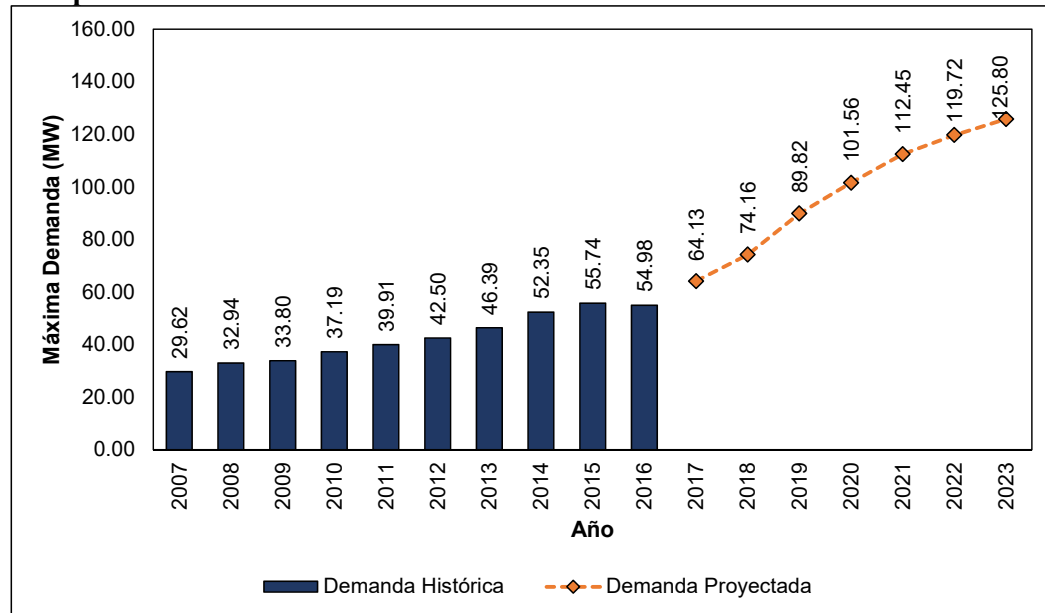
Fuente: Electro Ucayali S.A.

Elaboración: Autores de esta tesis

5.2.2. Proyección de la demanda del S.E. Pucallpa - Campo Verde desde 2017 al 2023

La proyección de la demanda del S.E. Pucallpa - Campo Verde desde 2017 al 2023, se muestra en la figura 5.7., que se obtiene de la sumatoria de la proyección de la demanda de potencia vegetativa del 2017 al 2023 mostrada anteriormente en la figura 5.6., y las cargas importantes previstas para ingresar en operación comercial en el mismo periodo de evaluación indicada anteriormente en el cuadro 5.3.

Figura 5.7. Proyección de la demanda de potencia de 2017 al 2023 S.E Pucallpa - Campo Verde



Fuente: Electro Ucayali S.A.

Elaboración: Autores de esta tesis

La proyección considera el ingreso del 100% de las cargas importantes, resultando un crecimiento elevado para los próximos años. El mismo que por razones de postergaciones o cancelaciones en el ingreso de cargas importantes podría alcanzar valores menores a los previstos. Sin embargo la proyección permitirá comparar con la oferta proyectada y evaluar si el S.E. Pucallpa - Campo Verde se encuentra en condiciones de satisfacer la demanda en un escenario muy optimista.

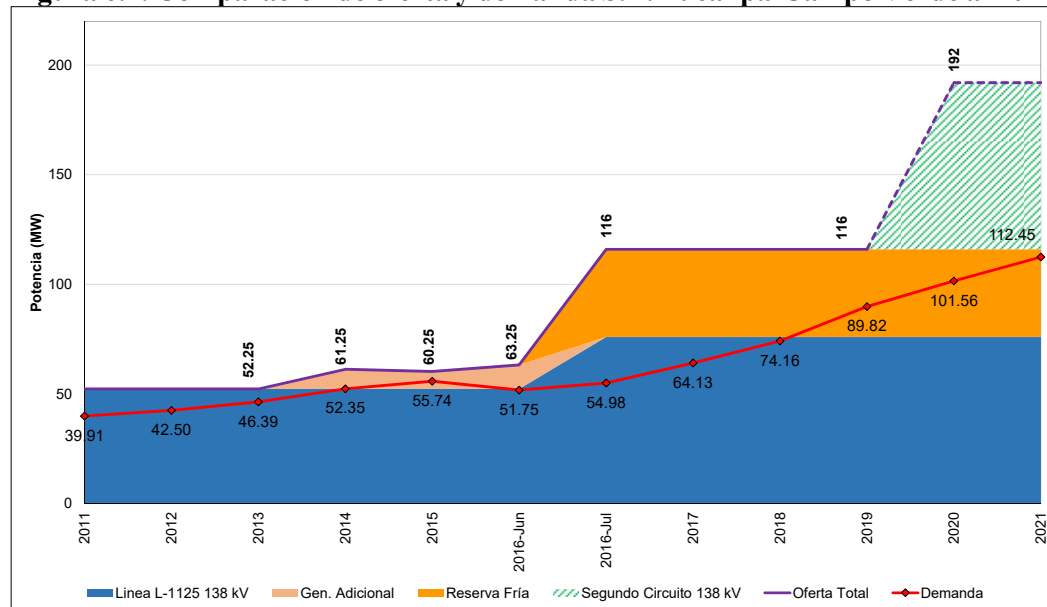
CAPÍTULO VI. ANÁLISIS DE OFERTA Y DEMANDA, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PUCALLPA - CAMPO VERDE

Actualmente la oferta en el Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde, está dado por la línea de transmisión L-1125 de 138 kV de 76 MW (Aguaytia – Pucallpa), y la Reserva Fría de 40 MW, y a partir del año 2020, se incorporará una oferta de 76 MW a través de la puesta en operación comercial del segundo circuito que consiste en implementar una segunda línea de transmisión de 138 kV de 76MW (Aguaytia – Pucallpa).

En el Capítulo V de la presente tesis, se realizó la proyección de la demanda de potencia del Servicio Eléctrico Pucallpa - Campo Verde, hasta el año 2023, alcanzando al 2021 (periodo de estudio) una demanda de 112.45 MW.

En la figura 6.1., se muestra la comparación de la oferta y la demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde.

Figura 6.1. Comparación de oferta y demanda S.E. Pucallpa-Campo Verde al 2021



Fuente: Electro Ucayali S.A., Proinversión.

Elaboración: Autores de esta tesis

Desde el 2014 hasta junio de 2016, la demanda del Servicio Eléctrico Pucallpa, ha sido superior a la oferta de la línea de transmisión L-1125 de 138 KV de 50 MVA, y fue cubierto a través de la implementación de la Generación Adicional, por disposición del Ministerio de Energía y Minas, mediante Resoluciones Ministeriales N° 529-2013-MEM/DM, 117-2015-MEM/DM y 002-2016-MEM/DM que declaró en situación excepcional la operación del SEIN entre las subestaciones de Aguaytia y Pucallpa (línea L-1125 de 138 kV) y existencia de situación de restricción temporal de generación. En este escenario ubica a la Concesionaria (Electro Ucayali S.A.), en facultad de cortar el servicio eléctrico a los Usuarios Libres por el espacio de tiempo en que la demanda supere a la oferta, en concordancia con el Procedimiento Técnico de Operación del COES N° 16 “Racionamiento por déficit de Oferta”, que en el numeral 6.3. a la letra dice: “...privilegiarán el abastecimiento del suministro eléctrico, de acuerdo al siguiente orden de prioridad: a) Las cargas esenciales calificadas por el Osinergmin, b) El Servicio Público de Electricidad y c) Los usuarios Libres”.

Electro Ucayali S.A., desde el 27 de agosto de 2015, ha recibido solicitudes de importantes usuarios (Oeschle, Real Plaza, San Juan, Promart, Plaza Vea, Ripley, Saga Falabella, Inmobiliaria Domel S.A.C., Sodimac, Open Plaza, etc.) requiriendo el cambio de condición de regulado a Cliente Libre, indicando la empresa generadora que suministrará y de acuerdo al Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado con Decreto Supremo N° 022-2009-EM, estos dejarían de ser usuarios regulados después de un año de haberlo solicitado, calificando como Clientes Libres a partir de setiembre-2016, tiempo en que se superó la restricción temporal de generación y no están afectos a interrupciones por racionamiento por déficit de oferta.

La oferta actual de 116 MW, garantiza la atención de la demanda proyectada al 2021 (112.45 MW).

El segundo circuito de 138 kV de 80 MVA (Aguaytia – Pucallpa), ingresará en operación comercial el 2020 ampliando la oferta hasta 192 MW, y asimismo reducirá la operación de la Reserva Fría. En el supuesto que la puesta en operación comercial del segundo circuito de 138 kV sufriera un retraso de dos años, la oferta actual está en capacidad de satisfacer la demanda. Lo que implica que en un horizonte de cinco años

(2021), los clientes libres están exceptuados de cortes del servicio eléctrico por restricción temporal de generación y racionamiento por déficit de oferta, descartándose la probabilidad de que hasta el 2021, afronten un escenario similar a lo ocurrido durante los años 2014, 2015 y 2016.

CAPÍTULO VII. PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE ELECTRO UCAYALI S.A. POR EL CAMBIO DE CLIENTES REGULADOS A CLIENTES LIBRES

El cálculo de las pérdidas económicas se realiza en concordancia a lo establecido en la norma Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuarios Finales (Norma opciones tarifarias), aprobado con Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 206-2013-OS/CD, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM y la Aplicación de los cargos por transmisión y distribución para cliente libres establecido por la Comisión de Tarifas Eléctricas 2001.

La Norma opciones tarifarias, califica a los clientes regulados en media tensión en tres opciones (MT2, MT3 y MT4) y establece los cargos a facturar por cada opción tarifaria como se muestra en el cuadro 7.1., asimismo adicional a estos cargos se facturan los cargos de alumbrado público, mantenimiento y reposición, intereses compensatorios y moratorios en cuanto corresponda en concordancia con la LCE y su Reglamento y el cargo de electrificación rural según Ley 28749.

Cuadro 7.1. Cargos de facturación clientes MT2, MT3 y MT4

MT2	MT3	MT4
a) Cargo fijo mensual.	a) Cargo fijo mensual.	a) Cargo fijo mensual.
b) Cargo por energía activa en horas de punta.	b) Cargo por energía activa en horas de punta.	b) Cargo por energía activa.
c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.	
d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta.	d) Cargo por potencia activa de generación.	c) Cargo por potencia activa de generación.
e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.	e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.	d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.
f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de la redes de distribución en horas fuera de punta.		
g) Cargo por energía reactiva.	f) Cargo por energía reactiva.	e) Cargo por energía reactiva.
No Califica Potencia	Calificación de Potencia	Calificación de Potencia
Modalidad de facturación de potencia activa variable	Modalidad de facturación de potencia activa variable	Modalidad de facturación de potencia activa variable

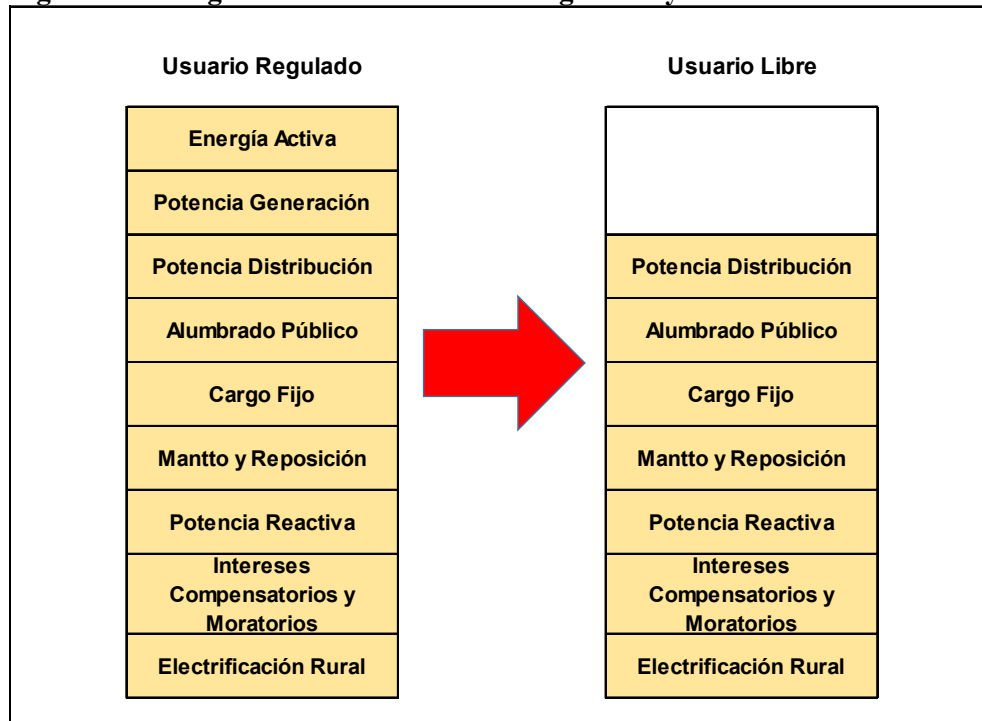
Fuente: Norma opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuarios finales
Elaboración: Autores de esta tesis

El Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, indica que los precios de energía activa y potencia de generación que se negocian entre el generador y el usuario libre, se fijan en la barra de referencia de generación correspondiente al punto de suministro, los

cargos correspondientes a las redes de transmisión y distribución son regulados por Osinergmin, no estando sujeto a libre negociación entre las partes.

Del párrafo anterior, se desprende que la facturación del usuario libre incluye todos los cargos que se factura a un usuario regulado, pero se beneficia al obtener menores precios en potencia de generación y energía activa, lo que implica que la concesionaria no facturará al usuario libre, energía activa y potencia de generación como se muestra en la figura 7.1., y de acuerdo al reglamento de usuarios libres de electricidad la concesionaria facturará al generador.

Figura 7.1. Cargos a facturar a usuarios regulados y usuarios libres



Fuente: Norma opciones tarifarias y Reglamento de usuarios libres

Elaboración: Autores de esta tesis

El cálculo de las pérdidas económicas se determinará del análisis de los cargos que la concesionaria dejará de facturar (energía activa y potencia de generación).

La utilidad que la concesionaria obtiene al comercializar energía y potencia eléctrica es la siguiente:

$$Utilidad = Precio\ Venta - Precio\ Compra$$

El precio de venta, es fijado por el Osinergmin a través de la publicación del pliego tarifario, valor que la concesionaria deberá de facturar al cliente final.

El precio de compra, es el fijado por el Osinergmin a través de la publicación de los precios en barra en subestaciones base, a nivel de generación (PNG)

7.1. Cálculo de la pérdida económica por clientes que han solicitado el cambio de clientes regulados a libres

Los clientes que solicitaron a Electro Ucayali S.A., cambio de condición regulado a libre son doce.

Con la finalidad de realizar los cálculos se considera lo siguiente:

- a) Consumo mensual promedio de un periodo de 12 meses (2016), indicado en el cuadro 7.2.

Cuadro 7.2. Consumo mensual promedio de clientes que solicitaron cambio de condición regulado a libre (2016)

Ítem	Suministro	Tarifa	Energía Hora Punta (kW.h)	Energía Hora Fuera Punta (kW.h)	Máxima Demanda Mensual (kW)	Califica En Punta = 1 No Punta = 0
1	Cliente 1	MT3	125010.94	519507.49	1353.26	1
2	Cliente 2	MT3	113523.01	471793.30	1232.27	1
3	Cliente 3	MT4	20705.93	84516.62	391.61	1
4	Cliente 4	MT4	24142.33	64702.78	307.75	1
5	Cliente 5	MT4	98854.81	269018.96	1003.21	1
6	Cliente 6	MT4	33324.41	97389.79	358.54	1
7	Cliente 7	MT3	65908.51	256412.19	685.21	1
8	Cliente 8	MT4	34417.89	136435.70	313.01	1
9	Cliente 9	MT3	21186.45	62029.16	246.27	1
10	Cliente 10	MT3	23427.99	93428.59	309.98	1
11	Cliente 11	MT3	78461.40	241876.73	805.60	1
12	Cliente 12	MT3	20437.33	57037.14	236.43	1

Fuente: Electro Ucayali S.A.

Elaboración: Autores de esta tesis

- b) Pliego tarifario de Pucallpa para clientes MT2, MT3 y MT4 del 04 de febrero de 2017, se muestra en el cuadro 7.3.

Cuadro 7.3. Pliego tarifario de Pucallpa del 04/02/2017

Opción Tarifaria	Media Tensión	Unidad	Tarifa Sin IGV
Tarifa MT2:	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de dos potencias 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.71
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	27.01
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	22.13
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	63.84
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	8.68
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	10.76
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.21
Tarifa MT3:	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.71
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	27.01
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	22.13
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	59.46
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	29.35
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	9.67
Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	10.24	
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.21
Tarifa MT4:	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	6.71
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	23.34
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	59.46
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	29.35
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	9.67
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	10.24
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.21

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Autores de esta tesis

- c) Precios en barra del SEIN a nivel de generación del 04 de febrero de 2017, se muestra en el cuadro 7.4.

Cuadro 7.4. Precio a nivel de generación del 04/02/2017

Pucallpa 60 kV		
(PPM+PCSPT)	(PEMP+CPSEE)	(PEMF+CPSEE)
S./mes	ctm. S./kW.h	ctm. S./kW.h
54.745	21.05	17.12

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Autores de esta tesis

Con las consideraciones expuestas, se determina la pérdida anual que afectará a Electro Ucayali S.A., los resultados obtenidos se muestra en el cuadro N° 7.5.

La pérdida anual por el cambio de los doce clientes regulados a clientes libres, asciende a S/. 2.30 MM soles. El 17.8 % de la pérdida es producto por la no venta de potencia de generación y el 82.2% por la no venta de energía activa.

Cuadro 7.5. Pérdida anual por cambio de cliente regulado a cliente libre

Ítem	Suministro	Tarifa	Pérdida Potencia Generación (S/.)	Pérdida Energía Punta (S/.)	Pérdida Energía Fuera Punta (S/.)	Pérdida Total Mensual (S/.)	Pérdida Total Anual (S/.)
1	Cliente 1	MT3	6,380.61	7,450.65	26,027.33	39,858.58	478,302.99
2	Cliente 2	MT3	5,810.16	6,765.97	23,636.84	36,212.98	434,555.72
3	Cliente 3	MT4	1,846.46	5,731.10		7,577.56	90,930.68
4	Cliente 4	MT4	1,451.05	4,577.37		6,028.42	72,341.01
5	Cliente 5	MT4	4,730.15	18,996.75		23,726.90	284,722.82
6	Cliente 6	MT4	1,690.50	6,820.77		8,511.28	102,135.34
7	Cliente 7	MT3	3,230.76	3,928.15	12,846.25	20,005.16	240,061.91
8	Cliente 8	MT4	1,475.83	9,274.47		10,750.30	129,003.60
9	Cliente 9	MT3	1,161.18	1,262.71	3,107.66	5,531.55	66,378.62
10	Cliente 10	MT3	1,461.53	1,396.31	4,680.77	7,538.61	90,463.35
11	Cliente 11	MT3	3,798.40	4,676.30	12,118.02	20,592.73	247,112.73
12	Cliente 12	MT3	1,114.75	1,218.06	2,857.56	5,190.37	62,284.48
Total S/.			34,151.37	157,373.06		191,524.44	2,298,293.25

Fuente: Electro Ucayali, Osinergmin

Elaboración: Autores de esta tesis

7.2. Evaluación de la pérdida económica por la potencia contratada

Para el presente análisis se considera los contratos de largo plazo, dado que estos perduran en el tiempo y generan una obligación a Electro Ucayali S.A., frente al generador.

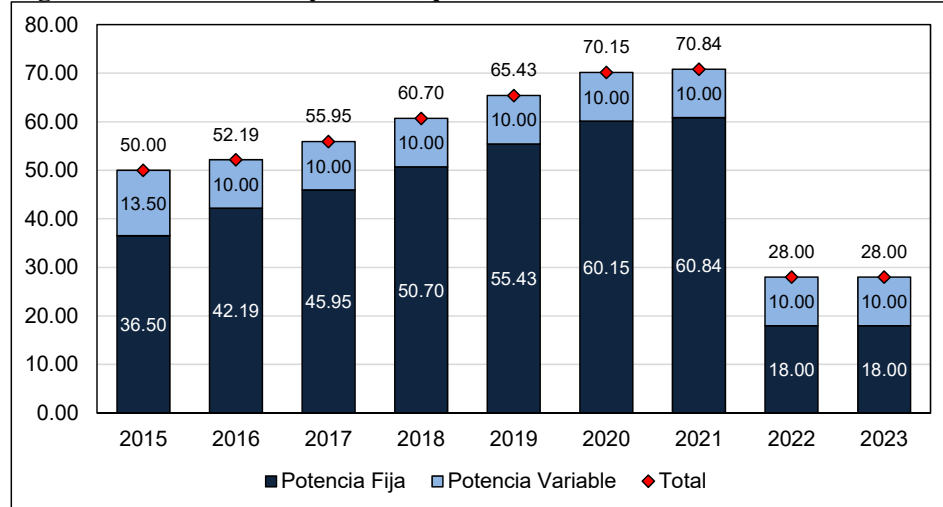
Los contratos de corto plazo se desestiman, dado que estos han tenido vigencias de pocos meses, y fueron empleados para aprovechar oportunidades, cubrir necesidades, entre ellos solucionar el atraso de la puesta en operación comercial de la Central Hidráulica Cerro del Águila.

La pérdida económica se generará por la reducción de la demanda por el cambio de clientes regulados a clientes libres, siempre que la demanda alcance valores inferiores a la potencia fija contratada.

Para lo cual, es necesario determinar la potencia fija y variable contratada, en el horizonte de cinco años (periodo de investigación). Electro Ucayali S.A., cuenta con tres contratos de suministros de electricidad, dos con la empresa Electro Perú y uno con

la empresa Engie, la potencia contratada resultante entre ambas empresas se muestra en la figura 7.2.

Figura 7.2. Electro Ucayali S.A., potencia contratada 2015-2023



Fuente: Electro Ucayali S.A.

Elaboración: Autores de esta tesis

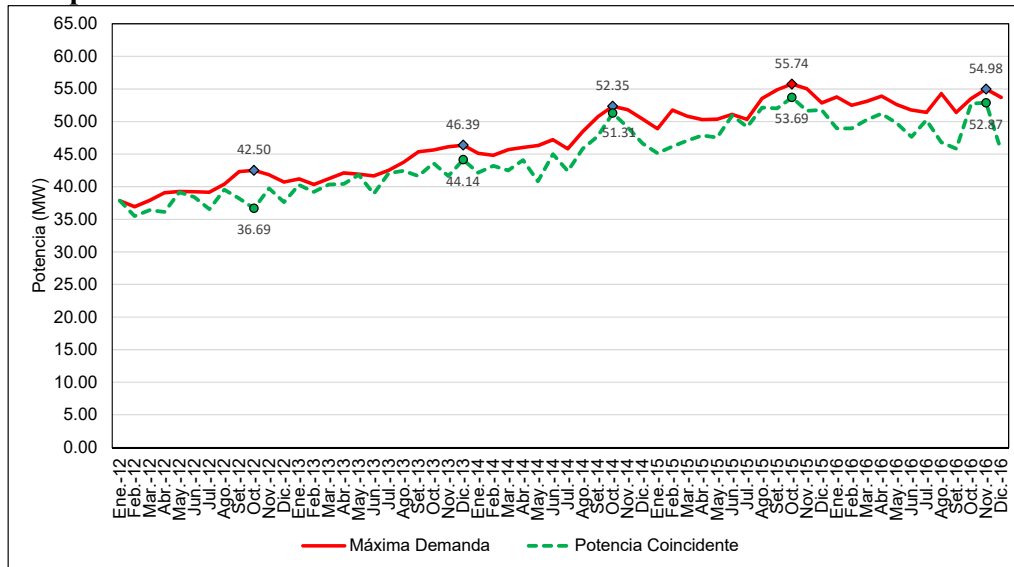
La potencia que honrara Electro Ucayali S.A., a favor del Generador es la potencia coincidente (demanda que ocurre en el mismo momento que ocurre la máxima demanda del SEIN), y de acuerdo a la figura 7.3., la máxima demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde es mayor que la potencia coincidente.

La relación que existe entre la potencia coincidente y la máxima demanda en el periodo del 2012 al 2016 es: máximo 100%, promedio 94.5% y mínimo 84.9%.

Para el presente análisis se considerara una relación del 84.9%, con el objeto de no desaprovechar oportunidades de potencias coincidentes del menor orden encontrado en los últimos cinco años.

La proyección y determinación de la potencia coincidente al 2021 se muestra en el cuadro N° 7.6., la máxima demanda proyectada es reducida por la máxima demanda de los 12 clientes que solicitaron cambio de condición de regulado a libre, para ser afectado por el factor de coincidencia (84.9%), resultando la potencia coincidente que se responsabilizará Electro Ucayali S.A.

Figura 7.3. Evolución máxima demanda y potencia coincidente S.E. Pucallpa - Campo Verde 2012-2016



Fuente: Departamento de Operaciones, Electro Ucayali S.A.
Elaboración: Autores de esta tesis

Cuadro 7.6. Cálculo de la potencia coincidente proyectada al 2021

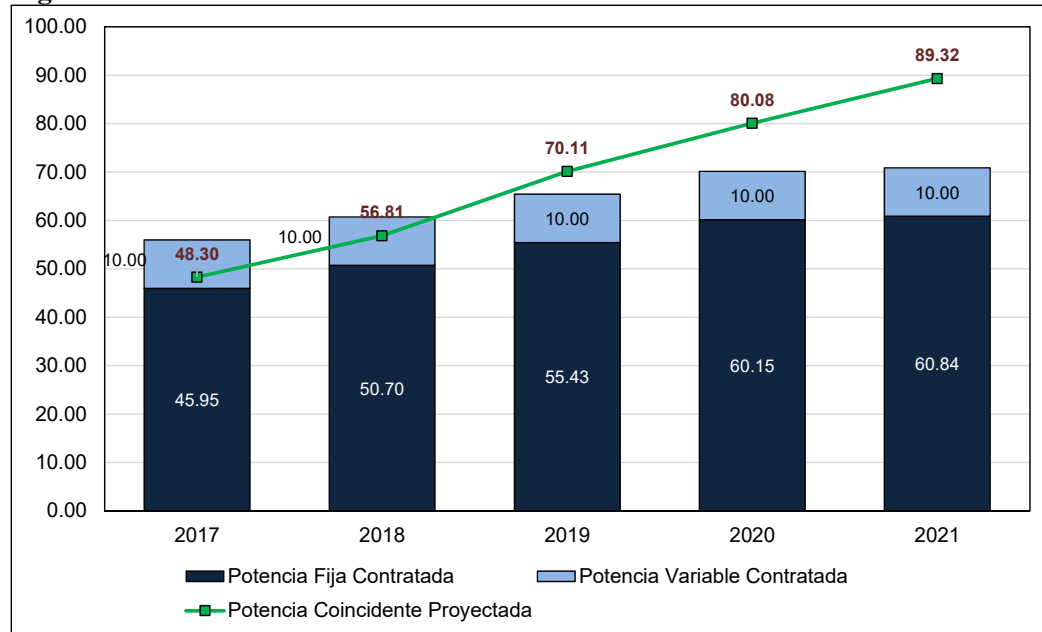
Año		2017	2018	2019	2020	2021
Demanda proyectada	(MW)	64.13	74.16	89.82	101.56	112.45
Máxima demanda clientes libres	(MW)	7.24	7.24	7.24	7.24	7.24
Demanda proyectada sin libres	(MW)	56.89	66.92	82.58	94.32	105.21
Factor de coincidencia	(MW)	0.849	0.849	0.849	0.849	0.849
Potencia coincidente proyectada	(MW)	48.30	56.81	70.11	80.08	89.32

Fuente: Electro Ucayali S.A.
Elaboración: Autores de esta tesis

La potencia coincidente proyectada se compara con la potencia contratada como se muestra en la figura 7.4., resultando que la potencia coincidente es mayor que la potencia contratada, por lo que, el cambio de los 12 clientes de condición regulado a libre no genera pérdidas económicas a Electro Ucayali S.A., por potencia contratada

Esta evaluación puede verse, afectada por el no ingreso oportuno de las cargas importantes, incremento de clientes que solicitan cambio de condición regulado a libre y por la desaceleración en el crecimiento de la demanda, debiendo monitorear constantemente Electro Ucayali S.A., con el objeto de prevenir pérdida económica por potencia contratada frente a los cambios de mercado y de ser necesario renegociar los contratos de largo plazo.

Figura 7.4. Potencia contratada Vs. Potencia coincidente



Fuente: Electro Ucayali S.A.

Elaboración: Autores de esta tesis

7.3. Identificación y cálculo de pérdida económica por clientes potenciales de ser clientes libres

De la revisión y análisis de los clientes en media tensión, se identificó que Electro Ucayali S.A., cuenta con doce clientes en media tensión que cumplen con los requisitos establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM.

Para el cálculo se considera lo siguiente:

- Consumo mensual promedio de un periodo de 12 meses (de agosto-2015 hasta julio-2016), indicado en el cuadro 7.7.
- Pliego tarifario de Pucallpa para clientes MT2, MT3 y MT4 del 04 de febrero de 2017, mostrado anteriormente en el cuadro 7.3.
- Precios en barra del SEIN a nivel de generación del 04 de febrero de 2017, mostrado anteriormente en el cuadro 7.4.

Cuadro 7.7. Consumo mensual promedio de clientes potenciales (2016)

Ítem	Suministro	Tarifa	Energía Hora Punta (kW.h)	Energía Hora Fuera Punta (kW.h)	Máxima Demanda Mensual (kW)	Califica En Punta = 1 No Punta = 0
1	Cliente A	MT3	64414.04	287845.18	805.64	1
2	Cliente B	MT3	33480.00	143520.00	595.04	1
3	Cliente C	MT3	40021.17	200960.41	567.14	1
4	Cliente D	MT3	31324.25	151415.17	386.30	1
5	Cliente E	MT3	20604.53	107154.44	419.14	1
6	Cliente F	MT3	31290.88	144060.46	417.27	1
7	Cliente G	MT3	22593.33	96600.00	458.93	1
8	Cliente H	MT3	35773.33	143520.00	387.47	1
9	Cliente I	MT3	26691.51	92505.58	390.94	1
10	Cliente J	MT3	25143.03	122200.99	377.90	1
11	Cliente K	MT3	21609.27	106221.29	386.84	1
12	Cliente L	MT3	16202.54	104192.72	345.30	1

Fuente: Electro Ucayali S.A.

Elaboración: Autores de esta tesis

Con las consideraciones expuestas, se determinó la pérdida anual que afectará a Electro Ucayali S.A. En el cuadro N° 7.8., se indica los resultados obtenidos.

Cuadro 7.8. Pérdida anual de clientes potenciales

Ítem	Suministro	Tarifa	Pérdida Potencia Generación (S/.)	Pérdida Energía Punta (S/.)	Pérdida Energía Fuera Punta (S/.)	Pérdida Total Mensual (S/.)	Pérdida Total Anual (S/.)
1	Cliente A	MT3	3,798.61	3,839.08	14,421.04	22,058.73	264,704.79
2	Cliente B	MT3	2,805.61	1,995.41	7,190.35	11,991.37	143,896.48
3	Cliente C	MT3	2,674.06	13,416.22		16,090.28	193,083.35
4	Cliente D	MT3	1,821.42	10,135.35		11,956.76	143,481.18
5	Cliente E	MT3	1,976.23	7,136.85		9,113.08	109,356.95
6	Cliente F	MT3	1,967.43	9,677.12		11,644.55	139,734.60
7	Cliente G	MT3	2,163.87	1,346.56	4,839.66	8,350.09	100,201.12
8	Cliente H	MT3	1,826.91	9,746.15		11,573.06	138,876.70
9	Cliente I	MT3	1,843.28	1,590.81	4,634.53	8,068.63	96,823.51
10	Cliente J	MT3	1,781.79	1,498.52	6,122.27	9,402.58	112,830.97
11	Cliente K	MT3	1,823.93	1,287.91	5,321.69	8,433.53	101,202.41
12	Cliente L	MT3	1,628.10	965.67	5,220.06	7,813.83	93,765.93
Total S/.			26,111.24	110,385.26		136,496.50	1,637,957.99

Fuente: Electro Ucayali S.A., Osinergmin

Elaboración: Autores de esta tesis

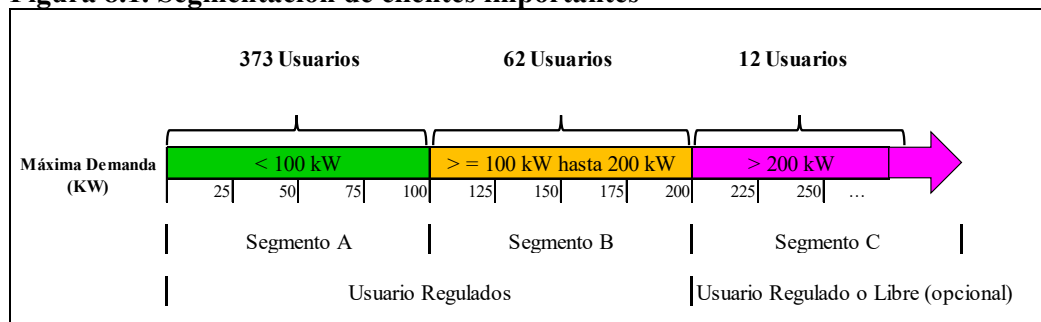
La pérdida anual que generaría los doce clientes potenciales por el cambio de regulado a libre, asciende a S/. 1.64 MM soles. El 19.1% de la pérdida es producto por la no venta de potencia de generación y el 80.9% por la no venta de energía activa.

CAPÍTULO VIII. FORMULACIÓN DE ACCIONES PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS ECONÓMICAS POR LA SALIDA DE CLIENTES IMPORTANTES.

8.1. Encuesta de usuarios importantes

Electro Ucayali S.A., a junio-2017, cuenta con 447 usuarios importantes y con el objeto de conocer las tendencias de valoración de estos usuarios respecto al producto entregado (energía y potencia eléctrica) y la calidad de atención brindada por Electro Ucayali S.A., se realizó una encuesta a un grupo de usuarios, con la finalidad de realizar un análisis y estudio representativo, para lo cual se segmentó los usuarios según se muestra en la figura 8.1.

Figura 8.1. Segmentación de clientes importantes



Fuente: Electro Ucayali S.A.

Elaboración: Autores de esta tesis

La encuesta se realizó a 40 usuarios que pertenecen al segmento B, compuesto por 62 usuarios, con una máxima demanda ≥ 100 kW y ≤ 200 kW. Se eligió el segmento B, dado que estos usuarios son los próximos a pasar al segmento C, y adquirirán la potestad de elegir ser libre o regulado.

La técnica empleada en la encuesta fue a través de visitas personales empleando un cuestionario escrito, que obtiene la valoración de los atributos de valor y califica la calidad de atención que brinda Electro Ucayali S.A. La selección de usuarios encuestados se realizó al azar.

La encuesta se realizó del 24 de julio de 2017 al 04 de agosto de 2017, los aspectos de valoración considerados en la encuesta, fueron “sin interrupción”, “tensión estable”,

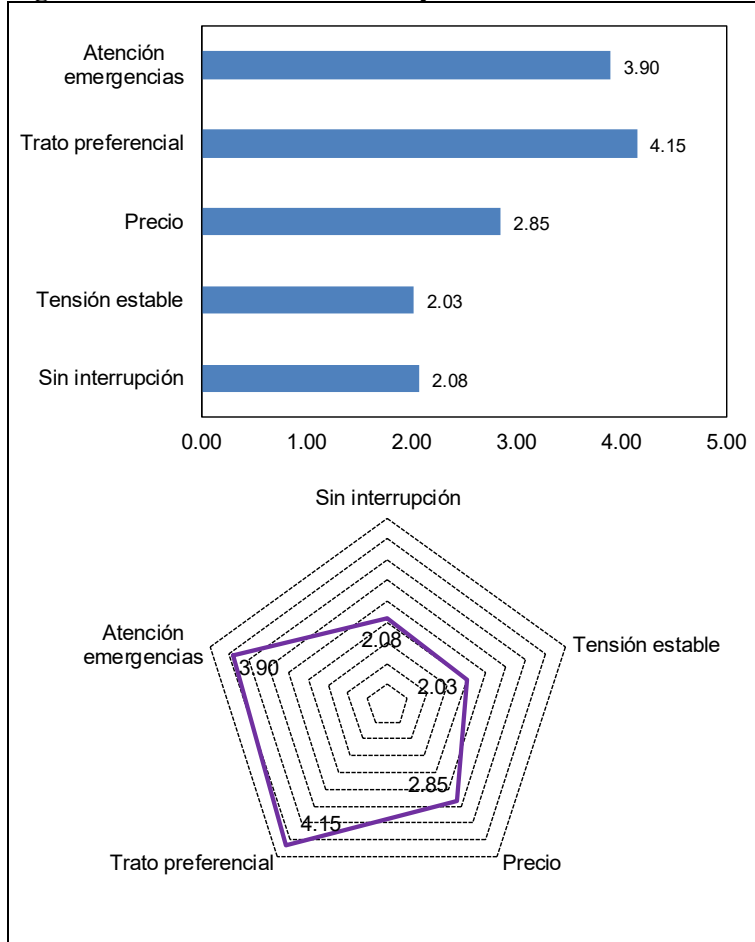
“precio”, “trato preferencial” y “atención de emergencias”, de acuerdo a lo establecido en la NTCSE y se explica a continuación:

- a) **Sin interrupción**, es referido a que el usuario no reciba interrupciones o en caso existan no superen las tolerancias establecidas por la NTCSE, que establece para usuarios en media tensión una tolerancia hasta seis interrupciones y 10 horas de duración por semestre.
- b) **Tensión estable**, es suministrar el servicio eléctrico con una tensión que no supere la tolerancia de +/- 5% la tensión nominal.
- c) **Precio**, adquirir energía y potencia a menor precio que el regulado.
- d) **Trato preferencial**, Referido a que Electro Ucayali S.A, brinde servicio exclusivo, oportuno, rápido, asesoramiento en tarifas, uso eficiente de la energía eléctrica, y otros.
- e) **Atención de emergencias**, Referido a que Electro Ucayali S.A., brinde un servicio exclusivo a través de cuadrilla de técnicos a fin de solucionar en el menor tiempo la ausencia del servicio eléctrico, apoyar en la ubicación de fallas internas, repararlas a costos regulados y suministro de materiales.

Los resultados de la valoración se muestran en la figura 8.2., en la que se determinó que el atributo con mayor valoración es “trato preferencial”, luego “atención de emergencias” y en tercer lugar “precio”.

Los resultados de calidad de atención se muestra en la figura 8.3., observándose que de los 40 usuarios encuestados solo 25 han tenido experiencias de atención con Electro Ucayali S.A., resultando que el 64% califica el servicio de atención como “regular” y el 8% como “muy mala”.

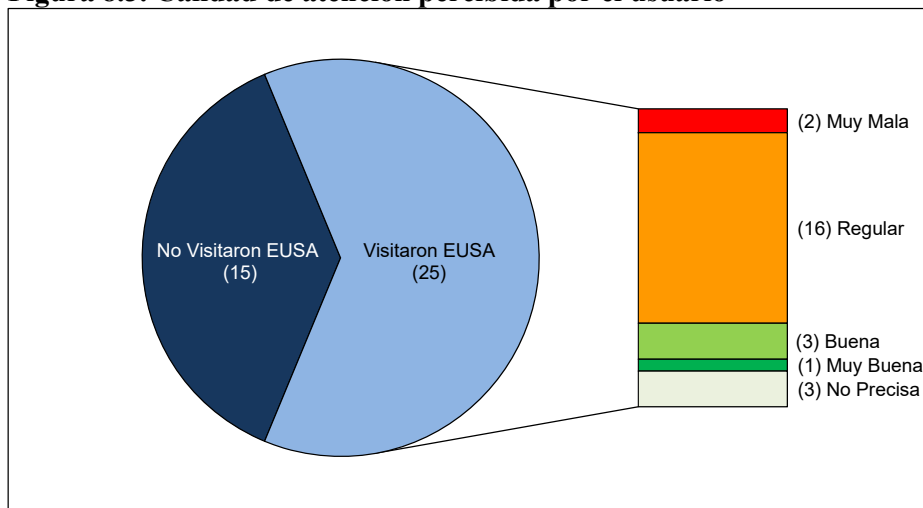
Figura 8.2. Atributos valorados por el usuario del servicio eléctrico



Fuente: Encuesta realizada por autores de esta tesis

Elaboración: Autores de esta tesis

Figura 8.3. Calidad de atención percibida por el usuario

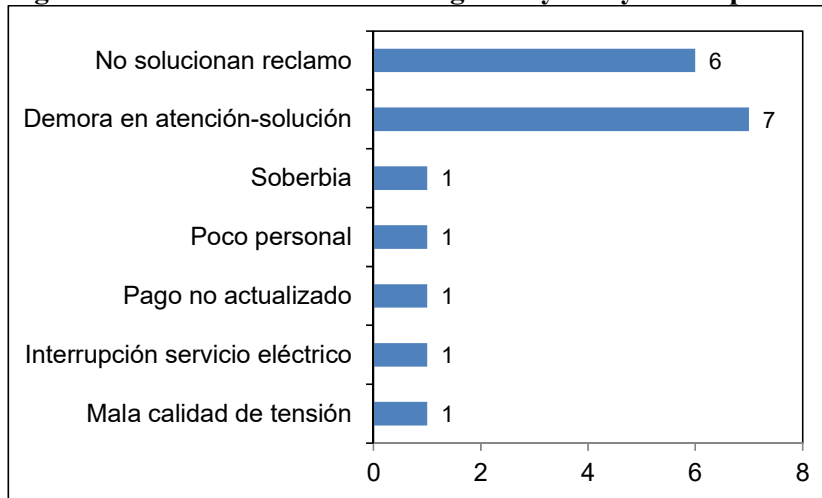


Fuente: Encuesta realizada por autores de esta tesis

Elaboración: Autores de esta tesis

Las causas que motivaron a los usuarios de calificar el servicio de atención como “muy mala” y “regular”, se muestra en la figura 8.4., resaltando primordialmente “no solución del reclamo” y “demora en la atención de la solución”.

Figura 8.4. Causas de atención “regular” y “muy mala” percibida por el usuario



Fuente: Encuesta realizada por autores de esta tesis

Elaboración: Autores de esta tesis

Los resultados de la encuesta son de importancia porque estos contribuyen a la formulación de estrategias para retener a los usuarios importantes.

8.2. Evaluación externa e interna de Electro Ucayali S.A. al 2021

8.2.1. Evaluación externa de Electro Ucayali S.A. al 2021

Electro Ucayali S.A., se encuentra en un escenario en que los proveedores (empresas de generación), se han convertido en empresas competidoras al ingresar y buscar clientes en el segmento C (usuarios importantes, con demanda máxima mayor a 200 kW y menor a 2,500 kW). Esta rivalidad se incrementa si se cumplen las siguientes condiciones según David (2013) “Número elevado de compañías competidoras, cuando los consumidores pueden cambiar de marca fácilmente, cuando los rivales tienen un exceso de capacidad y cuando los rivales venden productos/servicios similares” (p.77).

De acuerdo al análisis realizado de la proyección oferta y demanda del SEIN al 2021, el margen de reserva será superior al normado y se mantendrá en este horizonte,

manteniéndose el número elevado de competidores, exceso de capacidad, el producto ofertado es el mismo y la condiciones de cambio de usuario regulado a usuario libre no demanda inversión significativa.

En la evaluación externa es menester considerar el transporte que empleará el generador para entregar el producto (potencia y energía eléctrica) a los usuarios importantes que capte, siendo solamente a través de las empresas de transmisión, y de acuerdo al análisis realizado de la proyección de la oferta mediante las líneas de transmisión y generación “Reserva Fría”, y la proyección de la demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa – Campo Verde al 2021, no habrá racionamiento por déficit de oferta, descartando la probabilidad que en el horizonte evaluado se implemente una generación adicional como lo ocurrido en los años 2014, 2015 y 2016 y los clientes libres sufran corte del servicio eléctrico por el espacio de tiempo en que la demanda supere a la oferta, en concordancia con el Procedimiento Técnico de Operación del COES N° 16 “Racionamiento por déficit de Oferta”, que en el numeral 6.3. a la letra dice: *“...privilejarán el abastecimiento del suministro eléctrico, de acuerdo al siguiente orden de prioridad: a) Las cargas esenciales calificadas por el Osinergmin, b) El Servicio Público de Electricidad y c) Los usuarios Libres”*. Quedando esta condición omitida como punto de negociación con el usuario dado que obligatoriamente deberá permanecer un mínimo de tres años como usuario libre y en este periodo de tiempo no sufrirán corte del servicio eléctrico por déficit de oferta.

El ingreso de nuevas demandas importantes (nuevos agentes) o el incremento de la demanda de agentes existentes en el SEIN, contribuyen a que el SEIN se ubique o regrese al escenario 1, reduciéndose la rivalidad entre empresas de generación y distribución. En el cuadro N° 8.1., se muestra las estimaciones de estas demandas importantes que deben incorporarse al SEIN. El crecimiento estimado de la demanda es fiable, dado que es ligeramente mayor al crecimiento del PBI indicado por el marco macroeconómico multianual 2018-2021, mostrado en el cuadro N° 8.1., ya que existe una estrecha relación entre el crecimiento energético y el PBI. Asimismo como se ha visto en el capítulo 3 es débil la señal de ingreso de nuevas cargas importantes que superen los 1,900 MW hasta el 2021, ubicando al SEIN en el escenario 2 (Máxima demanda + margen de reserva < Potencia efectiva total).

Cuadro 8.1. Proyección oferta y demanda SEIN

Descripción	2017	2018	2019	2020	2021
Oferta Proyectada (MW)	12685.96	13046.92	13057.02	13410.02	13868.22
Demanda Proyectada (MW)	6817.72	7132.49	7447.26	7762.03	8076.79
Crecimiento demanda proyectada	5.01%	4.62%	4.41%	4.23%	4.06%
Margen de Reserva 39%	3568.24	3664.43	3659.76	3747.99	3891.43
Ing. Demanda Importantes (MW)	2300.00	2250.00	1950.00	1900.00	1900.00
Crecimiento PBI (*)	2.80%	4%	4%	4%	4%

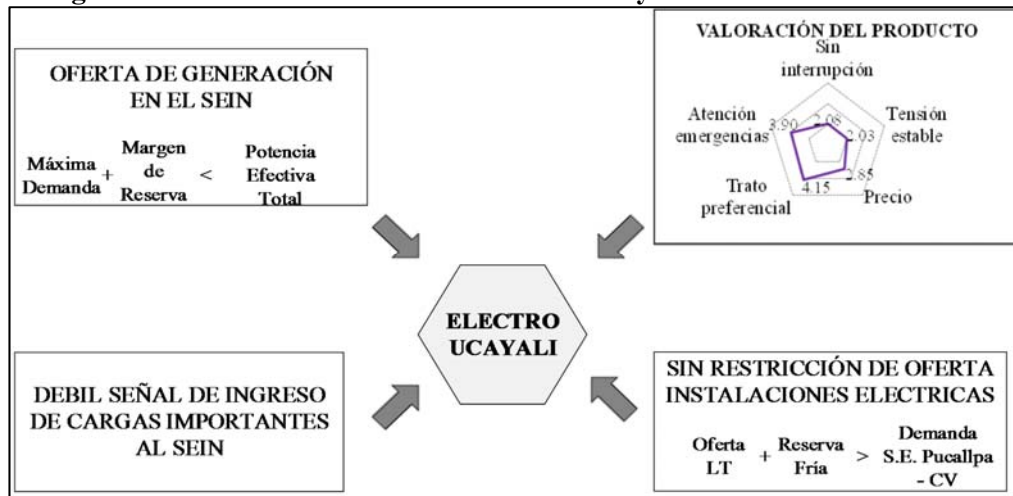
Fuente: Investigación realizada por autores de esta tesis y marco macroeconómico multianual 2018-2021

Elaboración: Autores de esta tesis

La ventaja competitiva del generador es ofrecer menores precios que el distribuidor (Electro Ucayali S.A.). Sin embargo de la encuesta a clientes importantes se obtuvo que valoran en primer lugar el trato preferencial, luego atención de emergencias y en tercer lugar precio. Posicionando al distribuidor en capacidad de competir con el Generador a través de mejorar el trato preferencial y atención de emergencias, bajo una estrategia de diferenciación y también es posible mejorar precios a través de la gestión de opciones tarifarias y eficiencia energética.

En la figura 8.5., se muestra el resultado de la evaluación externa, en que se ubica Electro Ucayali S.A.,

Figura 8.5. Evaluación externa de Electro Ucayali S.A. al 2021



Fuente: Investigación realizada por autores de esta tesis

Elaboración: Autores de esta tesis

8.2.2. Evaluación Interna de Electro Ucayali S.A.

En el análisis financiero, Electro Ucayali S.A., anualmente reducirá sus ganancias aproximadamente en S/. 2.23 MM soles por la pérdida de 12 clientes importantes que pasan al mercado libre y serán atendidos directamente por empresas de generación. También existen 12 clientes importantes que cumplen con las condiciones para solicitar cambio de condición regulado a libre, los que reducirían anualmente las ganancias en S/. 1.64 MM soles.

Existen 62 clientes importantes (segmento B) que poseen máximas demandas desde 100 hasta 200 kW, que progresivamente al devenir el tiempo irán pasando al segmento C, y adquirirán la potestad de elegir entre ser usuario libre o regulado, incrementado el riesgo de reducir más las ganancias de Electro Ucayali S.A.

Electro Ucayali S.A. debe formular acciones y estrategias con el objeto de retener a los 12 clientes importantes o reducir el número clientes que soliciten cambio de condición de regulado a libre. También las acciones y estrategias que formule Electro Ucayali S.A. deberá orientarse a los clientes del segmento B y C (74 clientes), con el objeto de fidelizarlos y establecer lazos estrechos de relaciones comerciales reduciendo la posibilidad de pasar al mercado libre cuando tengan facultad de hacerlo.

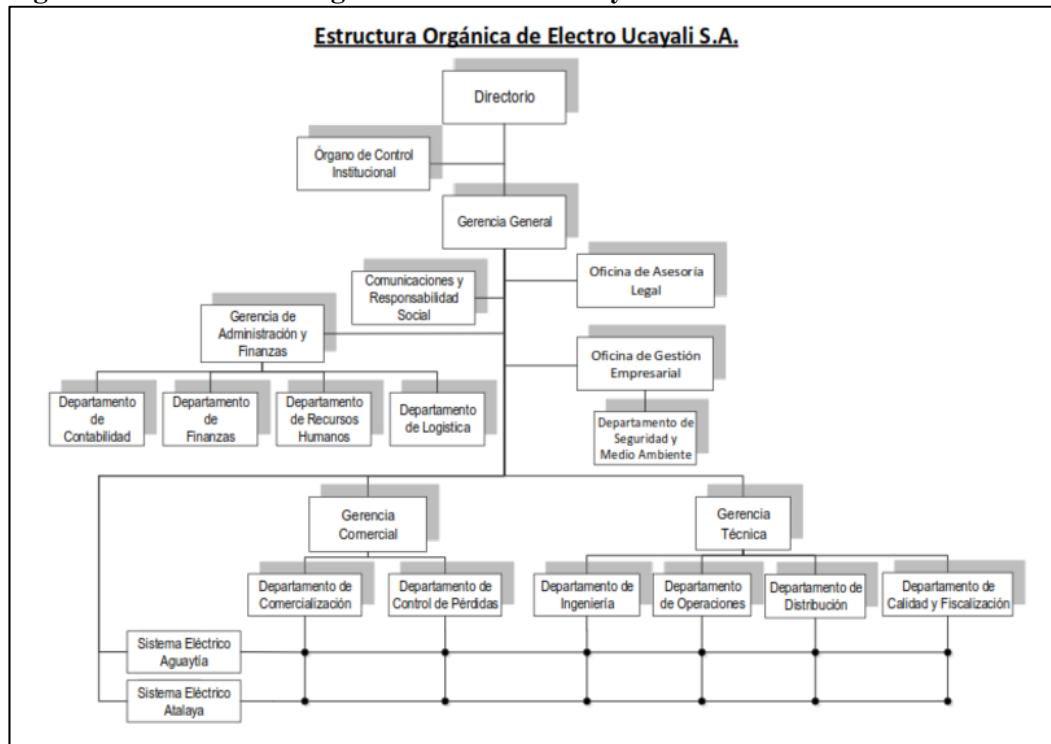
De la encuesta realizada al segmento B, se obtuvo que un 64% de clientes calificaron la calidad de atención comercial como “regular” y 8% como “muy mala”, acusando principalmente a las dos causas siguientes, “no solucionan reclamo” y “demora en atención –solución”, por lo que, deberán estar alineadas también a estas causas las acciones y estrategias que formule Electro Ucayali S.A.

Del análisis Organizacional, actualmente Electro Ucayali S.A., cuenta con una estructura orgánica del tipo matricial como se muestra en la figura 8.6., con características de organización funcional y orientada a proyectos, la parte matricial es a nivel de los Servicios Eléctricos de Atalaya y Aguaytia que dependen directamente de la Gerencia General, pero se interrelacionan con la Gerencia de Comercial, Gerencia Técnica y los departamentos que conforman estas gerencias, con la finalidad de cumplir

las actividades de operación, mantenimiento, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

La estructura orgánica matricial es del tipo débil, debido a que la gestión del presupuesto está a cargo del gerente funcional y el gerente funcional tiene más poder frente a un director de proyecto.

Figura 8.6. Estructura orgánica de Electro Ucayali S.A.



Fuente: Memoria Anual Electro Ucayali 2016
Elaboración: Electro Ucayali S.A.

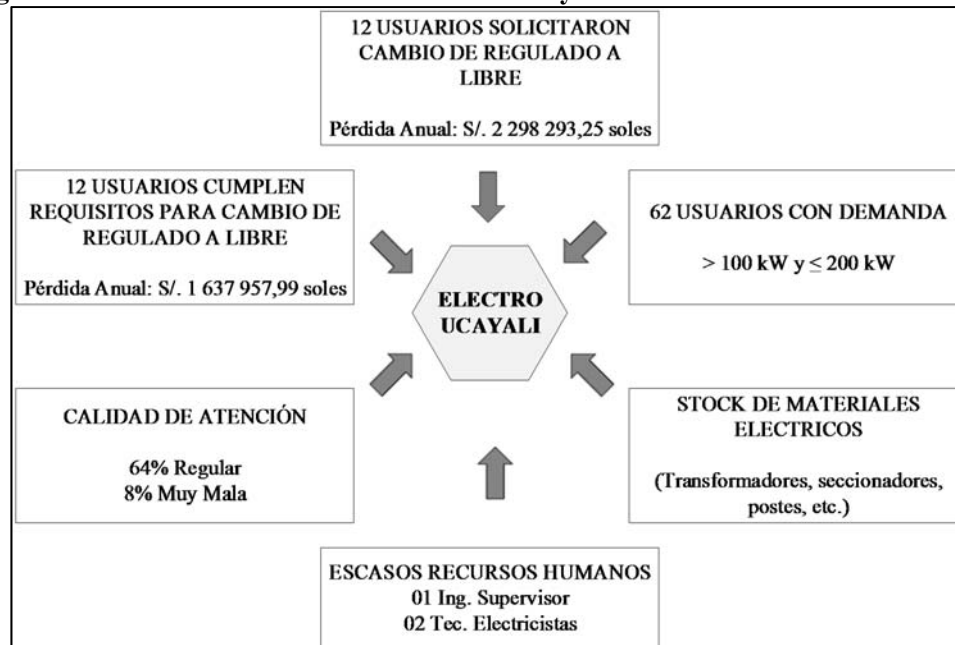
El Departamento de Comercialización, se encuentra a cargo de brindar atención a los clientes comunes e importantes, encontrándose dentro de este departamento un supervisor y dos técnicos electricistas avocados a brindar la atención a los clientes importantes, fuerza laboral que se mantiene desde hace más de 10 años, y al devenir el tiempo los clientes importantes se han incrementado significativamente quedando reducida esta fuerza laboral para brindar una atención preferencial y de pronta respuesta a las necesidades de los clientes, por lo que Electro Ucayali S.A., deberá de reformular

su estructura orgánica con fines de mejorar y brindar una atención de calidad de a los usuarios importantes.

Del análisis, de los recursos físicos, referente a materiales eléctricos como transformadores, pararrayos, seccionadores, interruptores, postes, conductores, fusibles, y otros, son recursos valiosos de acuerdo con David (2013), “Para que un recurso sea valioso, debe ser: 1) poco común, 2) difícil de imitar o 3) difícil de sustituir” (p98), estos recursos mencionados cumplen las condiciones, por ejemplo, para adquirir un transformador de distribución se requiere solicitarlo con tres meses de anticipación al fabricante, siendo poco común, difícil de imitar y difícil de sustituir, ubicando a Electro Ucayali S.A. como único en el suministro de estos materiales frente a la competencia (generador), y es una ventaja para dar solución a las emergencias propias de los clientes importantes.

En la figura 8.7., se muestra el resultado de la evaluación interna, en que se ubica Electro Ucayali S.A.

Figura 8.7. Evaluación Interna de Electro Ucayali S.A.



Fuente: Investigación realizada por autores de esta tesis
 Elaboración: Autores de esta tesis

8.3. Formulación de acciones.

De la investigación, como un proceso de revisión, análisis y discusión de la calidad de servicio se analizó los atributos de calidad que influyen e impacta en la percepción del cliente mayor y su intención de migrar a otra empresa proveedora del servicio.

Por ello de manera general se determinó rediseñar las relaciones con el cliente e implementar cambios mediante la creación de valor a través de nuevos servicios con el objetivo de mejorar el nivel de calidad del servicio de post venta que brinda la empresa e influir en las decisiones del cliente, asimismo formar un equipo de investigación y desarrollo a fin de lograr la fidelización del cliente sin entrar en la guerra de precios.

Es sabido que no es posible servir con la misma calidad y recursos al universo completo de clientes de Electro Ucayali. Por lo que el equipo de tesis ha segmentado el mercado de clientes a fin de enfocar los recursos en los clientes más importantes y con mayor rentabilidad, que son objeto de la presente investigación.

Por tal motivo se aplicó una encuesta a un determinado número de clientes del segmento elegido a fin de comprender las necesidades del cliente y requerimientos de interés inmediatos, a fin de mejorar las soluciones de valor agregado que satisfaga sus requerimientos antes, durante y posterior a la venta del servicio realizado y de esta manera garantizar su lealtad y maximizar el valor generado por cada uno de los clientes.

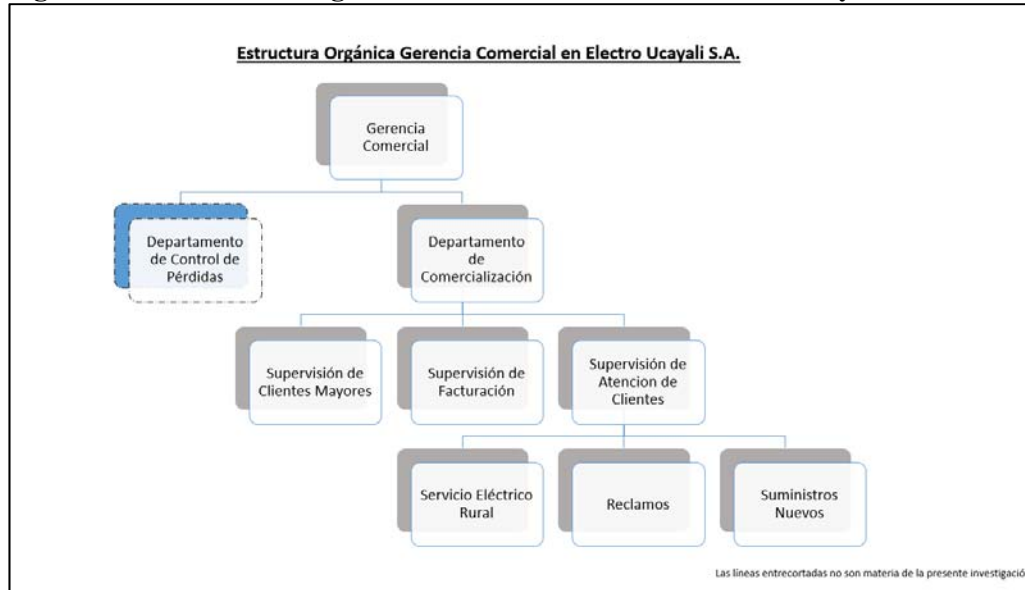
Y por ello formulamos la siguiente pregunta: ¿Cómo daremos un mejor servicio a los clientes del segmento B y C?”. Aquí, formulamos las acciones que la empresa Electro Ucayali S.A., entregará al cliente para influir en sus decisiones para ganar la lealtad de sus clientes

8.3.1. Reformulación de la Estructura Organizacional

Actualmente, en la Organización existe un área destinada a la atención de los clientes importantes denominada Supervisión de Clientes Mayores, ubicada en el

organigrama dentro del Departamento Comercial, ambos dentro de la Gerencia Comercial, como se muestra en la figura 8.8.

Figura 8.8. Estructura orgánica Gerencia Comercial Electro Ucayali S.A.



Fuente: Estructura Orgánica de personal Of. Recursos Humanos Electro Ucayali S.A.
Elaboración: Autores de esta tesis

De la estructura organizacional y de la disponibilidad de recurso humanos se aprecia un grupo humano limitado para la atención de los clientes importantes, un ingeniero supervisor y dos técnicos operativos cuyos objetivos principales son de apoyo y de acuerdo al Manual de Organización y Funciones (MOF) las obligaciones son los siguientes:

Supervisor de clientes mayores, apoyar al proceso de comercialización en el mantenimiento y control de los sistemas de medición de los clientes mayores, efectuar el análisis y supervisión de su facturación, con énfasis en la reducción de los índices de morosidad y reducción de pérdidas.

Técnicos de apoyo, facturar a los clientes mayores de la localidad, elaborar y custodiar los contratos de suministro respectivos, apoyar a determinar los pliegos tarifarios de la empresa, acordes con las políticas y disposiciones vigentes tanto de la empresa como del gobierno central.

Estas asignaciones limitan solo a interactuar con el cliente en las siguientes actividades:

- a) Coordinar los trámites para la instalación de nuevos suministros eléctricos.
- b) Coordinar la atención de emergencias realizando el mantenimiento hasta el punto de entrega⁴.
- c) Facturación y cobranza de recibos.

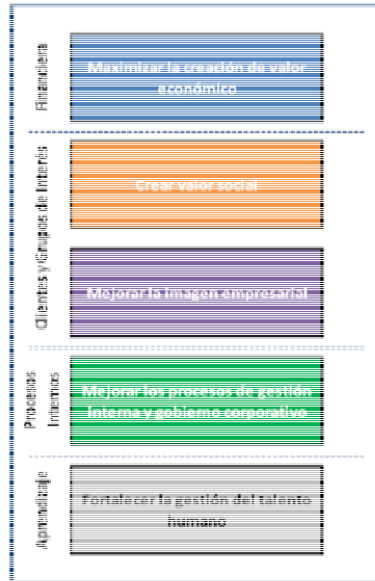
A estas actividades se ha sumado, por la rigurosidad de la regulación, la atención prioritaria a la fiscalización de procedimientos del Osinergmin, conllevando a las restricciones de recursos humanos y tiempo para la atención preferencial al cliente importante.

Para cambiar el escenario y fidelizar al cliente se requiere modificar la estructura orgánica con la finalidad de incrementar recursos humanos e incorporar actividades de servicios adicionales a la prestación del servicio al cliente importante, con el objeto de que el área encargada tenga un protagonismo más autónomo en la incursión de las atenciones a los requerimientos de los clientes importantes.

Los objetivos estratégicos de la empresa se muestra en la figura 8.9., por lo que la propuesta de modificación de la estructura orgánica y las funciones, operaciones y objetivos se alinean a esta, impactando en el cumplimiento de maximizar la creación de valor estratégico, mejorar la imagen empresarial y mejorar los procesos de gestión interna y gobierno corporativo de la empresa.

⁴ Punto del flujo de la energía en el cual se subdividen las responsabilidades de la infraestructura eléctrica, diferenciándose en infraestructura eléctrica del cliente e infraestructura eléctrica de la empresa concesionaria.

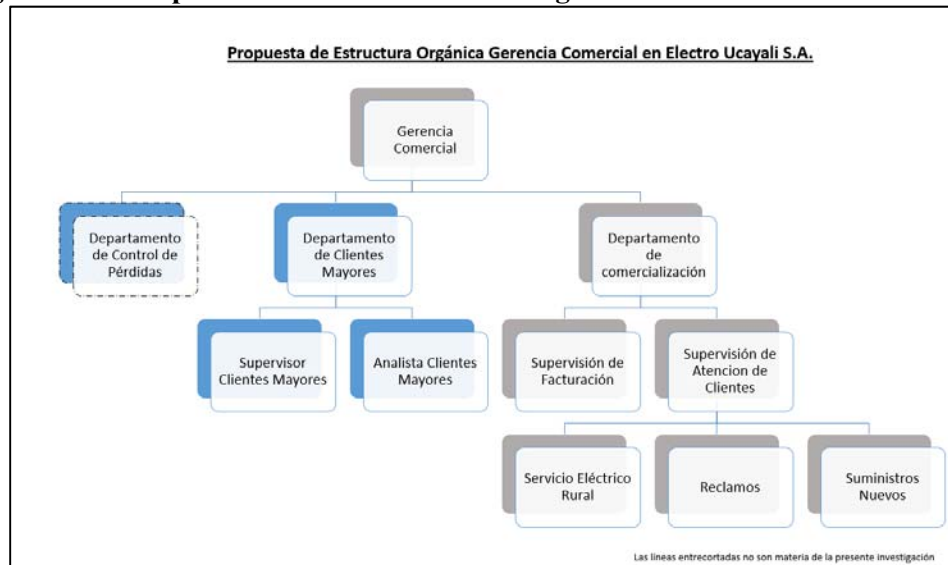
Figura 8.9. Objetivos estratégicos de Electro Ucayali S.A.



Fuente: Plan estratégico Electro Ucayali 2013-2017
 Elaboración: Electro Ucayali S.A.

La reformulación propuesta de la estructura orgánica se muestra en la figura 8.10.

Figura 8.10. Propuesta de nueva estructura orgánica - Gerencia Comercial



Fuente: investigación realizada por los autores de esta tesis
 Elaboración: Autores de esta tesis

La implementación propuesta considera una jefatura (Departamento de Clientes Mayores) en lugar de solo supervisión, con el objeto de lograr autonomía en las tomas

de decisiones inmediatas y realizar gestión en favor de los clientes importantes y prevé el incremento de un Analista de Clientes Mayores.

El objeto, dependencia y responsabilidades propuestas para la Jefatura del Departamento de Cliente Mayores, Supervisor de Clientes Mayores y Analista de Clientes Mayores se detallan en el cuadro N° 8.2.

Cuadro 8.2. Responsabilidades básicas de los puestos propuestos

	Jefe del Departamento de Clientes Mayores	Supervisor de Clientes Mayores	Analista Clientes Mayores
Dependencia	Gerencia Comercial	Gerencia Comercial / Jefatura del Departamento Comercial	Jefatura del Departamento Comercial / Supervisor de Clientes Mayores.
Objeto	Lograr que se brinde una excelente atención a los clientes importantes, mediante una eficiente y eficaz gestión comercial, enmarcada dentro de la Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y disposiciones complementarias	Garantizar que los procesos y sistemas contribuyan a la eficiencia y efectividad de la gestión de comercial con los clientes mayores, asimismo velar por la operatividad del departamento	Administrar la información relevante de los clientes mayores que permitan una gestión eficiente y eficaz con cada segmento de clientes mayores, garantizando la comunicación oportuna de información respecto a los suministros contratados de los clientes mayores a fin de establecer acciones de corto, mediano y largo plazo
Responsabilidades	<ol style="list-style-type: none"> 1. Programar, organizar, coordinar, ejecutar, controlar y evaluar la gestión comercial de los clientes mayores 2. Atención personalizada a consultas de carácter técnico comercial solicitadas por los clientes mayores. 3. Elaborar y ejecutar el programa de cortes y reconexiones con personal del área y/o servicio de terceros. 4. Llevar el control de clientes mayores morosos y elandestinos, a fin de efectuar las acciones necesarias para la recuperación de deudas. 5. Llevar el control físico de las instalaciones (sistemas de medición y facturación) de la cartera de clientes mayores y efectuar el saneamiento. 6. Ejecutar oportunamente la facturación de los consumos de los clientes mayores, a fin de cumplir con los cronogramas de cobranza. 7. Supervisar y evaluar los servicios prestados por terceros, proponiendo las acciones necesarias para optimizarlas. 8. Velar por el mantenimiento de la buena imagen de la empresa, mediante acciones concretas y efectivas relacionadas con la atención a clientes mayores. 9. Aplicar y proponer programas de optimización de procedimientos y racionalización de costos de atención a clientes. 10. Gestión de captación de nuevos suministros. 11. Cumplir las normas de seguridad e higiene ocupacional y conservación del ambiente. 12. Otras responsabilidades que se le asignen. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mantener un constante mantenimiento y control de los sistemas de medición de los clientes mayores y puntos de entrega acorde a la política tarifaria y de las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos 2. Organizar las actividades del personal que integra su equipo de trabajo, de acuerdo a los cronogramas de actividades. 3. Inspeccionar las áreas comerciales de Servicios Aislados y brindar el apoyo requerido. 4. Estar permanentemente informado sobre las innovaciones tecnológicas que puedan ser aplicadas a la mejora de los procesos técnicos de medición de la energía eléctrica. 5. Elaborar y remitir informes sobre aspectos de su competencia y los que solicite el Jefe del Departamento Comercial. 6. Asistir y apoyar en la atención y cobranza de los clientes mayores. 7. Actualizar, administrar y supervisar los contratos y/o convenios de venta de energía de los clientes mayores. 8. Analizar y estudiar el comportamiento de los clientes mayores, así como elaborar y proponer procedimientos de mejora de los procesos de atención. 9. Llevar el registro correlativo de control de clientes mayores. 10. Cumplir las normas y procedimientos establecidos en el sub sector eléctrico, las disposiciones y directivas de la Empresa, el Reglamento Interno de Trabajo, el Reglamento Interno de Seguridad y Salud en el Trabajo de EUSA y RESESATE. 11. Realizar otras funciones inherentes a su cargo, que le asigne su Jefe inmediato. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Brindar apoyo en la programación, ejecución y control de los procesos comerciales, en especial, los de atención a clientes mayores 2. Asistir y apoyar con la información necesaria en las actividades concernientes a los clientes mayores. 3. Organizar y mantener actualizado el sistema de información generados en los procesos de atención a cliente, que permitan generar planes de acción y/o adoptar decisiones para mejorar los procesos de atención al cliente mayor. 4. Registrar, ingresar y verificar información actualizada de los clientes mayores. 5. Participar en la elaboración de los planes de acción de acercamiento con el cliente mayor. 6. Preparar, revisar y/o emitir en coordinación con el Supervisor de Facturación la información requerida por la gerencia comercial 7. Someter a consideración y aprobación de la gerencia comercial, los Planes estratégicos y Operativos del área 8. Poner a consideración y en forma oportuna a la Gerencia comercial el estado situacional de los clientes mayores. 9. Organizar los servicios que presta la Empresa, los procedimientos y los Programas Operativos. 10. Participar en las reuniones convocadas por la gerencia general y comercial respecto a los temas abordados de la cartera de clientes mayores 11. Realizar otras funciones inherentes a su cargo, que le asigne su Jefe inmediato

Fuente: Investigación realizada por los autores de esta tesis
Elaboración: Autores de esta tesis

8.3.2. Mejorar trato preferencial

Las empresas y quienes dirigen las empresas enfrentan entornos cada vez más complejos, en donde la disponibilidad del tiempo es cada vez más escasa, este escenario no es ajeno para los clientes de Electro Ucayali S.A. ni para la propia empresa, pues se ha notado la complejidad y falta de disponibilidad de tiempo a la hora de realizar atenciones para estos clientes del segmento B y C, no encontrando coincidencias de tiempo y lugar entre la empresa y el cliente, no percibiéndose indicios de un trato preferencial, teniendo un trato igualitario para el universo de clientes.

Es innegable que la calidad en el servicio o productos ofrecidos al cliente provee un beneficio a la empresa, En ese sentido, Electro Ucayali S.A., requiere de implementar actividades y estrategias que conlleven a mejorar la atención al cliente haciendo énfasis en la optimización de las transacciones, reducción de los tiempos de espera y servicios adicionales de post venta, así como en la conducta y disponibilidad del recurso humano para la atención y una relación transaccional.

Actualmente la atención de post venta a este segmento se ha limitado a la facturación, cobranza, atención de reclamos y solicitudes de los clientes con la misma tónica que se otorga los servicios para el universo de clientes.

Por lo que, se propone que la atención para los clientes importantes sea más exhaustivo en todo momento e informando sobre los eventos referidos a la continuidad del servicio eléctrico, mantenimiento u otros motivos asegurándose del acuse de la información remitida.

Se propone las siguientes acciones para retener a los clientes y reducir el impacto de pérdidas de clientes regulados:

8.3.2.1. Implementar un canal de atención preferencial

Las solicitudes y atenciones requeridas por el cliente del segmento B y C serán atendidas a través de citas preestablecidas y coordinadas por vía telefónica o correo

electrónico siendo los encargados directos de la atención el Jefe de Departamento y/o Supervisor a cargo.

8.3.2.2. Asesoramiento en usos eficientes de la electricidad.

Actualmente no se tiene comunicación con el usuario respecto a las tarifas contratadas y los usos eficientes de la electricidad, dejando al cliente que decida a su propio criterio la tarifa a contratar, que es concordante con la Norma opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas al usuarios final.

El asesoramiento que se formula está orientado a que Electro Ucayali S.A., esté en la obligación ética de actuar por el bien y beneficios de sus clientes actuales y futuros, realizando lo siguiente:

- a) Electro Ucayali S.A., informará a los usuarios importantes las diferentes opciones tarifarias en media tensión listados en el cuadro N° 8.3. y realizará simulaciones de acuerdo al perfil de consumo del usuario, con la finalidad de seleccionar la opción tarifaria que menor costo genere al usuario por el uso de la potencia y energía eléctrica.

Orientación en el ahorro de energía eléctrica en función a la duración o tiempo óptimo de empleo de los equipos eléctricos y ahorro en potencia bajo la implementación de sistemas de arranque de motores y evaluación de procesos productivos, las mismas que deben estar reflejados en los planes de auditoría energética de las empresas interesadas y ser controlados de forma permanente.

Cuadro 8.3. Opciones tarifarias en media tensión

Opcion Tarifaria	Criterio de elección	Observación	Recomendación
MT2	Para usuarios con consumo mínimo de potencia en horas punta	La facturación de potencia está en función a la máxima demanda leída en horas punta	Tarifa para usuarios que operan en un solo turno
MT3	Para usuarios con consumo de potencia similar en horas punta y fuera punta	La facturación de potencia está en función a la máxima demanda leída del mes	Tarifa para usuarios que operan en dos o tres turnos
MT4			

Fuente: Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas al usuarios final

Elaboración: Autores de esta tesis

b) Asesoramiento en el cálculo de consumo de energía y potencia, a fin de capacitar al usuario importante y reducir posteriores, de acuerdo a la Norma de opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas al usuarios final, asimismo sobre el procedimiento de lecturas para este segmento de clientes

a) El consumo de energía (activas y reactivas)

b) El consumo de potencias activas.

c) Lecturas congeladas (registros de energías y potencias registradas al último día del mes anterior a las 24 horas

c) Recomendaciones para evitar aplicación de intereses.

El artículo 176 del reglamento de la LCE a la letra dice: *“Los concesionarios podrán aplicar a sus acreencias el interés compensatorio y moratorio que fije el Banco Central de Reserva del Perú. La aplicación del interés compensatorio se efectuará a partir de la fecha de vencimiento de la factura que no haya sido cancelada oportunamente, hasta el noveno día calendario de ocurrido el vencimiento. A partir de ese momento se devengarán intereses moratorios”*

Por lo que se recomendará la puntualidad en los pagos de sus facturaciones mensuales

d) Asesoramiento en reducción de consumo de energía reactiva, que incluye cálculos que determinan la capacidad de los capacitores para reducir este consumo. El beneficio de instalar los capacitores es reducir la penalidad económica por el consumo de energía reactiva.

8.3.2.3. Implementar atención de emergencias internas

Actualmente la atención de emergencias y otras solicitudes de intervención que involucren mano de obra calificada, se otorgan solamente hasta el punto de entrega teniendo que, las fallas atribuibles a las instalaciones internas de propiedad del cliente no son atendibles ni de responsabilidad de Electro Ucayali S.A., tal cual lo expresa el Artículo 88° de la LCE que a la letra dice: *“Las instalaciones internas particulares de cada suministro deberán iniciarse a partir del punto de entrega, corriendo por cuenta*

del usuario el proyecto, la ejecución, operación y mantenimiento, así como eventuales ampliaciones, renovaciones, reparaciones y/o reposiciones.”

Lo que se pretende es otorgar servicios de solución que estén al alcance de la empresa Electro Ucayali S.A., e inclusive en las instalaciones internas del cliente. Entendiendo que deberá existir aceptación del cliente para tales intervenciones.

Cabe necesario establecer los parámetros de responsabilidad y sugerir acciones inmediatas de solución teniendo en consideración que la empresa cuenta con el parque de materiales necesarios (accesorios, ferretería eléctrica, subestaciones, conductores y otros), que son poco comunes, difícil de imitar o difícil de sustituir. La mano de obra calificada a través de contratos vigentes con la empresa de servicio y las herramientas especializadas (tífor, camionetas, grúas,) están a la disponibilidad inmediata de la empresa para utilizarlos ante una eventual falla para la pronta solución, cuyos costos serían asumidos por el cliente de acuerdo a la complejidad de la atención.

8.3.2.4. Implementar mantenimiento preventivo para usuarios importantes

No obstante a fin de minimizar los eventos de emergencias y realizar mantenimiento correctivos se sugerirá un calendario para la prestación de servicios de diagnóstico y de mantenimiento preventivo con la previa aceptación del cliente, cuyo gasto que irrogue el mantenimiento será puesta en consideración del cliente

El mantenimiento preventivo consta de:

- a) Mantenimiento periódico de las celdas de transformación y transformadores (limpieza).
- b) Verificar falsos contactos en las barras, cable seco interruptores termomagnéticos, disyuntores, etc.
- c) Ajuste de pernos, el flujo de energía eléctrica provoca vibración y afloja empalmes, generando puntos calientes que conllevan a averías y pérdidas de energía (elevación de facturaciones)
- d) Mantenimiento periódico de la puesta a tierra.

- e) Reemplazo de los componentes de seccionador tipo cut out, así como de conductores eléctricos si fuera necesario.
- f) Pruebas de aislamiento (megómetro) y aterramiento (telurómetro), balanceo de carga (pinza).

El resultado de un diagnóstico oportuno y mantenimiento preventivo, reducirán los costos del mantenimiento correctivo, siendo lo más importante para el cliente que no tendrá paralización de los procesos productivos de su industria, ni pérdidas económicas, por fallas imprevistas.

8.3.3. Implementar un Sistema de información para la administración de las relaciones con el cliente (CRM)

Actualmente Electro Ucayali S.A., cuenta con un sistema de información comercial denominado SIELSE, que principalmente contiene registros para la facturación y las transacciones de facturación y cobranza de recibos de todos los clientes de Electro Ucayali S.A., asimismo gestiona el control de los registros de reclamos y solicitudes que proviene de los clientes.

No obstante se requiere la implementación de un sistema relacional con exclusividad para los clientes importantes con información detallada acerca de cada cliente y el manejo estratégico de los contactos disponibles, a fin de analizar y utilizar mejor los datos disponibles que permita rastrear la interacción con cada cliente y entender mejor las necesidades que puedan ser satisfechas por la empresa, a fin de incrementar al máximo su lealtad con la empresa, este sistema debe contener los registros de los eventos más importantes de cada cliente, la información debe estar disponible para todo el equipo comercial y los agentes que participan en el proceso de venta y atención a los clientes importantes a fin de que aporten sus puntos de vista.

Cabe señalar que la información requerida se encuentra dispersa en varios departamentos, en expedientes archivados, en el sistema de información comercial actualmente en producción, en call center etc. Etc. Es imprescindible la conjugación de

la información, intégralas y desarrollar un almacén y construir herramientas de extracción de datos de datos para un mejor análisis y su aprovechamiento.

a) Información de contacto y canales de comunicación

Es imprescindible tener información de los contactos con cada cliente, los registros requeridos por cada cliente son.

- i. Nombre de la persona de contacto
- ii. Cargo de la persona de contacto
- iii. Número fijo contacto
- iv. Número celular contacto
- v. Correo electrónico.
- vi. WhatsApp contacto
- vii. Horarios de atención o disponibilidad

El objetivo es conseguir la herramienta de disponibilidad de información inmediata, detallada y específica por cada cliente. Se pretende conseguir que el equipo comercial perciba la información disponible como herramienta facilitadora de trabajo y no como una herramienta para ejercer presión sobre los clientes.

b) Información Comercial

La disponibilidad de información detallada sobre el giro de negocio, relación contra actual con la empresa y las transacciones realizadas con los clientes permitirá evaluar el nivel de atención requerida por cada cliente y sus necesidades transaccionales inmediatas.

- i. Identificación de la relación contractual del cliente y la empresa Electro Ucayali S.A. (Cliente o potencial cliente)
- ii. Rubro de la empresa.
- iii. Condición en las centrales de riesgo
- iv. CIU
- v. Registros de Facturaciones, deudas
- vi. Medios de pago utilizados por el cliente

- vii. Potencia contratada
- viii. Registros de consumos para la facturación
- ix. Reclamos
- x. Solicitudes

c) Información técnica

Para la comunicación de alertas e información para la toma de decisiones de intervenciones en la infraestructura interna o externa del cliente se requiere contar con información actualizada del estado situacional de las instalaciones eléctricas, por los que se requiere de la siguiente información:

- i. Registros en línea sobre la medición de consumos
- ii. Registros de los perfiles de carga
- iii. Máximas demandas
- iv. Inventario de la Infraestructura eléctrica actual de cada cliente
 - Antigüedad de la infraestructura y elementos que la componen
 - Estimación del tiempo de vida útil de cada elemento de la infraestructura
- v. Bitácora de intervenciones a las instalaciones internas y externas del cliente
 - Intervención para diagnósticos
 - Mantenimientos preventivos
 - Mantenimientos correctivos
- vi. Calendario de intervenciones futuras.

d) Registros de eventos importantes

Para el control estadístico e implementación de indicadores de control es imprescindible contar con registros de los eventos más importantes. A fin de construir alertas, información oportuna a los clientes

- i. Interrupciones de servicio
- ii. Compensaciones por mala calidad de producto
- iii. Motivos de Comunicaciones del cliente a la empresa
- iv. Motivos de Comunicaciones de la empresa al cliente
- v. Canales de comunicación utilizados por el cliente

La finalidad es interactuar de manera más eficaz y efectiva con los clientes.

8.3.4. Generación eléctrica

Con el objeto de incrementar los ingresos Electro Ucayali S.A., deberá evaluar la inversión en fuentes de generación como la conversión a gas y puesta en operación comercial del central térmica de Yarinacocha o mediante la implementación de nuevas centrales de generación dentro del ámbito de influencia, en mutua cooperación con las empresas generadoras que dependan de la misma administración pública como Electroperu, San Gaban, Egasa, Egemsa y Egesur que se encuentran bajo la corporación FONAFE.

En el ámbito de generación, gestionar contratos a fin de que Electro Ucayali S.A, pueda contar con precios competitivos en el mercado libre y tener los contratos de este segmento de clientes en una cartera de cliente libres, las empresas comprometidas en este escenario son: la empresa Electro Ucayali, la generadora Electroperú y la corporación FONAFE, considerando la dependencia común de acuerdo a la jerarquía de instituciones.

Del análisis y observancia de los objetivos estratégicos y de acuerdo a sus planes estratégicos, se encuentran similitudes y objetivos que pueden ser cooperativamente alcanzados, como se muestra en el cuadro 8.4 y la figura 8.11.

Cuadro 8.4. Alineamiento de objetivos del MINEM, FONAFE, Electroperu y Electro Ucayali

OBJETIVOS ESTRATEGICOS			
MINEM	FONAFE	ELECTROPERU	ELECTROUCAYALI
Promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético, priorizando la inversión privada y la diversificación de la matriz energética; a fin de asegurar el abastecimiento de los requerimientos de energía en forma eficiente y eficaz para posibilitar el desarrollo de las actividades productivas y la mejora de las condiciones de vida de la población con inclusión social	Impulsar el crecimiento de las empresas para contribuir al desarrollo del país	Incrementar el valor económico de la Empresa. Impulsar el crecimiento de la empresa para garantizar el afianzamiento de la seguridad energética y contribuir al desarrollo del país	Maximizar la creación de valor económico para la empresa
Promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético, priorizando la inversión privada y la diversificación de la matriz energética; a fin de asegurar el abastecimiento de los requerimientos de energía en forma eficiente y eficaz para posibilitar el desarrollo de las actividades productivas y la mejora de las condiciones de vida de la población con inclusión social.	Impulsar la creación de valor social	Incrementar el valor social de la empresa	Crear valor social
Promover la preservación y conservación del medio ambiente por parte de las empresas del sector energía y minas, en el desarrollo de las diferentes actividades sectoriales fomentando la inclusión social y las relaciones armoniosas de las empresas del sector minero energético y la sociedad civil.			
Contar con una organización transparente, eficiente, eficaz y descentralizada, que permita el cumplimiento de su misión a través de procesos sistematizados e informatizados, con personal motivado y altamente calificado y con una cultura de planeamiento y orientación a un servicio de calidad al usuario	Incrementar la eficiencia a través de la excelencia operacional	Incrementar la eficiencia a través de la excelencia operacional	Mejorar los procesos de gestión interna y gobierno corporativo
empresa Contar con una organización transparente, eficiente, eficaz y descentralizada, que permita el cumplimiento de su misión a través de procesos sistematizados e informatizados, con personal motivado y altamente calificado y con una cultura de planeamiento y orientación a un servicio de calidad al usuario	Fortalecer el talento humano, la organización y el uso de las TIC en la corporación	Desarrollar el capital intelectual y la gestión del conocimiento de la Empresa.	Fortalecer la gestión del talento humano

Plan-Estrategico 2013-2017
ELECTRO SUR ESTE

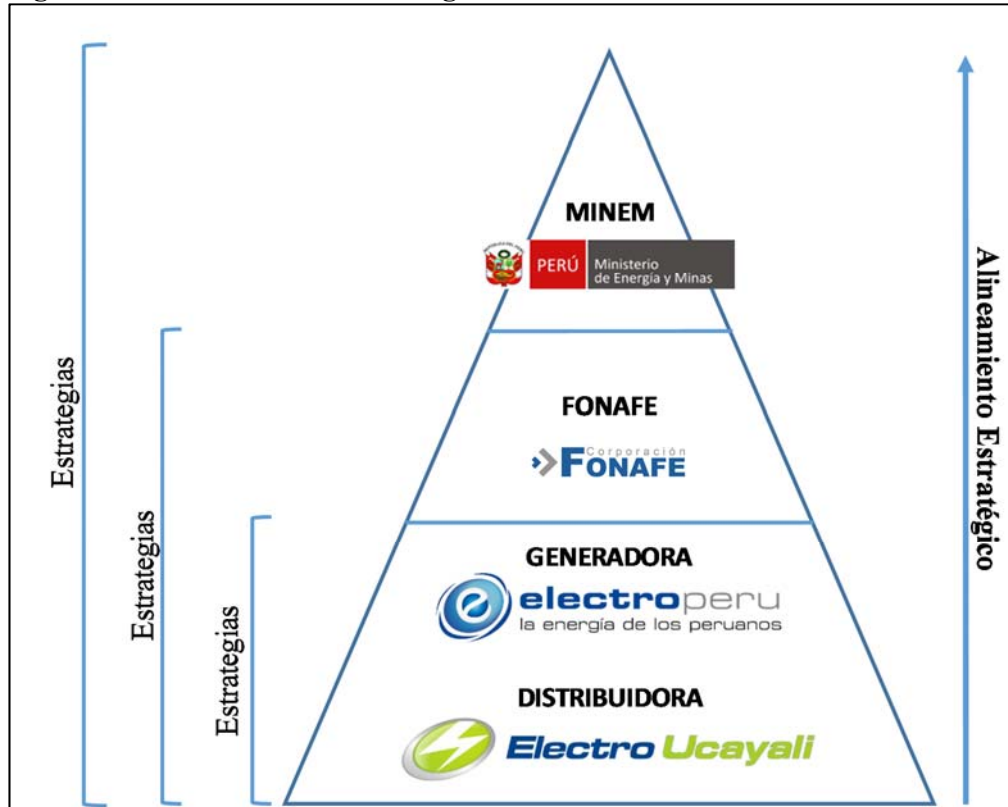
Plan-Estrategico 2013-2017
ELECTRO SUR ESTE

Plan-Estrategico 2013-2017
ELECTROPERU S.A.

Plan-Estrategico 2013-2017
ELECTROUCAYALI S.A.

Elaboración: Autores de esta tesis

Figura 8.11. Alineamiento Estratégico



Elaboración: Autores de esta tesis.

8.3.5. Nuevos clientes (Vehículos eléctricos, cocinas a inducción)

A fin de minimizar el impacto en la venta de energía y potencia por la salida de clientes mayores es necesario mitigar la venta de volumen de energía dejada de vender, fomentando el consumo de energía a través de nuevos clientes y nuevos consumos propiciando el desarrollo y bienestar social, satisfaciendo necesidades y ampliando la cobertura del ámbito geográfico, orientando los esfuerzo al cumplimiento de la misión de empresa de Electro Ucayali S.A.

Se propone realizar la venta de equipos electrodomésticos a los clientes finales de la cartera común y propiciar mayor venta de energía. La cobranza de esta venta de artefactos se otorgaría en cuotas mensuales, propiciar e impulsar el uso de vehículos eléctricos que se prevé el ingreso al mercado peruano en el año 2021. La era de los autos eléctricos en el Perú está cada vez más cerca. Según afirmación del diario gestión esta

tecnología estará disponible en el Perú a partir del año 2019. Por lo que no se descarta la planificación de la construcción de estaciones de recarga para este tipo de vehículos.

Asimismo el equipo de investigación recomienda impulsar el uso de equipos y artefactos con eficiencia en el uso de la electricidad y reducir la contaminación por el consumo del combustible fósil a través del uso de equipos eléctricos que reemplacen a los artefactos de combustión.

Estas acciones están alineadas a la misión de Electro Ucayali S.A., que a la letra dice: *“Contribuir a generar desarrollo económico y bienestar a la población en toda nuestra área de influencia, suministrando energía de forma confiable y segura, al menor costo posible, generando una rentabilidad atractiva a nuestros accionistas”*

8.3.6. Gobierno Corporativo (continuidad de las acciones y estrategias)

Uno de los objetivos estratégicos de Electro Ucayali es *“Mejorar los procesos de gestión interno y gobierno corporativo”*.

Un buen gobierno corporativo es el medio para fortalecer y mantener la competencia y solidez de la organización, preparándola para situaciones de crisis, mejorando la credibilidad y desempeño actual.

La gestión de Electro Ucayali S.A se orienta sobre la base de los principios del “Buen Gobierno Corporativo” aprobados por FONAFE, según lo indica en el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1031, que promueve la eficiencia de la actividad empresarial del Estado.

No obstante aún se evidencia en una etapa de solidificación, Por lo que se debe impulsar el buen gobierno corporativo dado que contribuirá a elevar la calidad de las decisiones, producirá mayor rentabilidad y dará continuidad a las decisiones sobre los planes estratégicos y el cumplimiento de los objetivos, como las acciones presentadas en la presente tesis de investigación.

El Código de buen gobierno corporativo se rige por 34 principios:

Principio 1: Objetivos

Principio 2: Solución de conflictos

Principio 3: Endeudamiento de la EPE

Principio 4: Cumplimiento de obligaciones y compromisos

Principio 5: Junta General y otra forma de participación de los accionistas

Principio 6: Manual de Junta General de Accionistas

Principio 7: Elección del Presidente del Directorio

Principio 8: Participación en la Junta General de Accionistas

Principio 9: Registro de titularidad de las acciones

Principio 10: Políticas sobre aplicación de utilidades

Principio 11: Tipos de acciones y derechos de votos

Principio 12: Tratamiento equitativo de accionistas minoritarios

Principio 13: Transferencia de propiedad

Principio 14: Participación del Estado en el accionariado

Principio 15: Mecanismos de designación de directores

Principio 16: Políticas relativas a la independencia de los directores

Principio 16: Políticas relativas a la independencia de los directores

Principio 17: Funciones y responsabilidades del Directorio y de los directores

Principio 18: Comunicación con Grupos de Interés

Principio 19: Conformación de comités especiales

Principio 20: Mecanismos de designación de gerentes

Principio 21: Funciones y responsabilidades de la gerencia

Principio 22: Canales de comunicación e interacción entre el Directorio y la Gerencia

Principio 23: Mecanismos de evaluación del Directorio y de la Gerencia

Principio 24: Plan de continuidad del negocio (Plan de sucesión)

Principio 25: Reportes del directorio sobre Gobierno Corporativo

Principio 26: Políticas de retribución y remuneración al Directorio y la Gerencia

Principio 27: Sistema efectivo de análisis de riesgo

Principio 28: Código de Ética

Principio 29: Política de información

Principio 30: Mecanismos de información

Principio 31: Estándares contables de la información financiera

Principio 32: Políticas sobre auditorías

Principio 33: Estructura de propiedad y de administración de la EPE

Principio 34: Participación de agentes externos de información.

Para los objetivos que persigue la presente investigación será necesario fomentar y reforzar el Principio 24: Plan de continuidad del negocio (Plan de sucesión). En la que se deberá desarrollar actividades como: Identificar al personal clave, Retención del talento, crecimiento profesional y finalmente asegurar la continuidad del negocio para conseguir minimizar el impacto de la transición y pérdida de la visión de las estrategias adoptadas

CAPÍTULO IX. CONCLUSIONES

A continuación presentamos las conclusiones que el grupo ha llegado, en el presente estudio de investigación.

1. La oferta del SEIN al 2021 se incrementará en 1,790.12 MW, por el ingreso de 38 centrales de generación, compuesto por el 87% del tipo hidráulico y el 13% del tipo térmico, resultando un crecimiento del 25% respecto al año 2016.
2. De la comparación de la oferta y demanda proyectada del SEIN al 2021, se desprende que en este horizonte evaluado la potencia firme total es mayor a la sumatoria de la máxima demanda y el margen de reserva, dado que el margen de reserva proyectado para los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021 son de: 86%, 83%, 75%, 73% y 72% respectivamente, estos valores están por encima de lo fijado por el MEM 38.9% (2016). Asimismo en el horizonte evaluado las señales son débiles de ingreso de cargas importantes como del orden de 4.8 veces la mina Cerro Verde, o 16.1 veces la mina Antamina.
3. De la comparación de la oferta y demanda proyectada del Sistema Eléctrico Pucallpa - Campo Verde al 2021, se desprende que en este horizonte evaluado la oferta a través de la línea L-1125 de 138 kV - 80 MVA (Aguaytia-Pucallpa) y la reserva fría de 40 MW cubrirán la demanda proyectada, mejorando esta posición con el ingreso del segundo circuito de 138 kV - 80MVA (Aguaytia-Pucallpa), programado para el 2020.
4. Electro Ucayali S.A, por el cambio de condición regulado a libre de 12 clientes importantes, perderá anualmente aproximadamente S/. 2.30 MM soles. Sin embargo no perderá por potencia contratada debiendo este evaluarse semestralmente, dado que puede afectarse por una contracción en el crecimiento de la demanda (incorporación de nuevos clientes). Existen otros 12 clientes importantes que cumplen las condiciones para optar por el cambio de condición regulado a libre lo que originaría una pérdida económica anual aproximada de S/.1.64 MM soles.

5. De la encuesta resultó que los usuarios importantes entre los 05 atributos de valor, en primer lugar valoran “Trato Preferencial” (4.15), en segundo “Atención de Emergencias” (3.9), y en tercero “Precio” (2.85) y referente a la atención brindada el 8% califica como “muy mala” y el 64% como “Regular”, siendo las causas más frecuentes para calificar como muy mala y regular son: “No solucionan reclamo” y “Demora en atención de solución”, respectivamente.
6. De la evaluación externa de Electro Ucayali S.A. al 2021, se identificó que la **amenaza** de competir con el generador permanecerá en este horizonte, es decir que las empresas de generación continuaran compitiendo con la distribuidora el primero en captar clientes y el segundo en retenerlos. Asimismo la oferta de la línea de transmisión y la reserva fría cubren la demanda proyectada contribuyendo a que las empresas de generación cumplan con entregar potencia y energía eléctrica a los usuarios libres, desapareciendo la **oportunidad** de que exista déficit de oferta como lo sucedido en los años 2014, 2015 y 2016 eventos que serían persuasivos en una negociación con los clientes regulados que opten por ser libres, otra **amenaza** son las señales débiles de ingreso de cargas importantes al SEIN, lo que contribuye a mantener el escenario 2. Una **oportunidad** es que los clientes dentro de los atributos de valor del producto (energía eléctrica) han preferido primero “trato preferencial”, segundo “atención de emergencias” y tercero “precio”, lo que orienta a Electro Ucayali S.A., formular estrategias de diferenciación con la finalidad de retener a los clientes importantes.
7. De la evaluación interna de Electro Ucayali S.A. al 2021, en el aspecto financiero anualmente perderá S/. 2.30 MM soles aproximadamente por la pérdida de 12 clientes importantes, y existe la posibilidad de perder anualmente S/. 1.64 MM soles por existir 12 clientes que reúnen los requisitos para cambiar de condición regulado a libre y por la actual **debilidad** de retención de clientes por parte de Electro Ucayali S.A. también existen 62 clientes importantes que poseen máximas demandas anuales desde 100 kW hasta 200 kW, que progresivamente durante el periodo evaluado reunirán los requisitos para optar elegir la condición de regulado o libre. Referente a pérdidas por potencia contrata no es una **debilidad** dado que la demanda coincidente es mayor que la potencia fija contratada. Una **debilidad** encontrada es que la calidad de atención brindada no ha satisfecho a los clientes

importantes permitiendo a Electro Ucayali S.A., reforzar la atención para solucionar los problemas y atender con mayor rapidez. En el análisis organizacional se ha encontrado la **debilidad** de que la asignación de recursos humanos para la atención de clientes importantes son escasos. Del análisis de los recursos físicos, Electro Ucayali S.A. tiene **fortaleza**, dado que cuenta con un stock de materiales que son poco comunes, difícil de imitar o difícil de sustituir (transformadores, seccionadores, conductores, etc.), ubicando a Electro Ucayali S.A., como el único que puede solucionar problemas eléctricos internos de los usuarios importantes. Otra **fortaleza** es el know how de los trabajadores en solución de problemas eléctricos.

8. Del estudio se determinó que para reducir el impacto de la salida de los clientes regulados es retenerlos bajo la estrategia de diferenciación, Por lo que se formula una modificación de la estructura organizacional, mejorar el trato preferencial, implementar: un canal de atención preferencial, asesoramiento en usos eficientes de la electricidad, atención de emergencias internas, mantenimiento preventivo y un sistema de información para la administración de las relaciones con el cliente (CRM). Estas acciones estarán dirigidas a los clientes del segmento B y C, que permitirán generar ingresos a favor de la Electro Ucayali S.A., mitigando pérdidas económicas y también fidelizar a los clientes ante eventuales intenciones de migrar al mercado libre.
9. La modificación de la estructura organizacional, consiste en crear el Departamento de Clientes Mayores, y el puesto de Analista de Clientes Mayores, que refuerza con dos profesionales la actividad de atención a los clientes importantes, superando con esta acción la debilidad de escasos recursos humanos, fuerza que contribuirá a mejorar la atención a los clientes importantes.
10. Las propuestas de mejorar el trato preferencial, la implementación de un canal de atención preferencial y el asesoramiento en usos eficientes de la electricidad, están orientas a una atención con celeridad a los requerimientos de los usuarios importantes, ayudarlo a reducir costos mediante una adecuada opción tarifaria, asesoramiento en reducción de pagos por energía reactiva, implementación de

sistemas de arranque para las empresas que emplean motores de capacidad industrial, acciones que contribuyen a la lealtad del usuario.

11. Las actividades de atención de emergencias internas y mantenimiento preventivo, son servicios de post venta basado en las fortalezas de Electro Ucayali S.A., dado que cuenta con un stock de materiales y know how de los trabajadores en solución de problemas eléctricos. Estos servicio que es brindado solo a clientes importantes de la empresa contribuyendo a la lealtad del cliente y también genera ingresos a favor de Electro Ucayali S.A.
12. La propuesta de implementación de CRM, coadyuvará a obtener información detallada acerca de cada cliente y el manejo estratégico de los contactos disponibles, a fin de analizar y utilizar mejor los datos disponibles que permita rastrear la interacción con cada cliente y entender mejor las necesidades que puedan ser satisfechas por la empresa, a fin de incrementar al máximo su lealtad con la empresa.

ANEXOS

I. Fichas de encuestas



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupción | (5) |
| 2. Tensión estable | (3) |
| 3. Precio | (2) |
| 4. Trato preferencial | (1) |
| 5. Atención de emergencias | (4) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

NO

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses

¿ Cuántas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Constantemente

Si la respuesta es 1 o más veces. ¿Cuál fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular (X) Buena () Muy Buena ()

indique por qué?

por mantenimiento

D. Observaciones

poco personal para la atención al cliente



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (1)
- 2. Tension estable (2)
- 3. Precio (3)
- 4. Trato preferencial (5)
- 5. Atencion de emergencias (4)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la seccion anterior, precise si lo hubiere.

NO

C. Frecuencia de visitas y atención

En los Ultimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Solo a realizor pagos

Si la respuesta es 1 o más veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala (x)	Mala ()	Regular ()	Buena ()	Muy Buena ()
--------------	----------	-------------	-----------	---------------

indique por qué ?

porque hay corte de energia cada un minuto y hay daños materiales en el trabajo.

D. Observaciones

dar un buen servicio y bajar las tarifas electricas.



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger informacion de la percepción o apreciación sobre el grado de importacion de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el mas importante y 5 el menos importante, la valoracion no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (2)
- 2. Tension estable (1)
- 3. Precio (3)
- 4. Trato preferencial (5)
- 5. Atencion de emergencias (4)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la seccion anterior, precise si lo hubiere.

NO

C. Frecuencia de visitas y atención

En los Ultimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

1

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena (X) Muy Buena ()

indique por qué ?

NO SE TUVO PROBLEMA CON LA COORDINACION

D. Observaciones

AVISO DE CORTES PROGRAMADOS CON MAYOR ANTICIPACION.



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-----|
| 1. Sin Interrupcion | (4) |
| 2. Tension estable | (1) |
| 3. Precio | (5) |
| 4. Trato preferencial | (3) |
| 5. Atencion de emergencias | (2) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la seccion anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los Ultimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Solamente a realizar el pago

Si la respuesta es 1 o más veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

No aplica.

D. Observaciones

Es necesario que la empresa brinde un servicio de calidad, las caídas y altos de Tension nos han quemado equipos en mas de una ocasión.



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (1) |
| 2. Tension estable | (2) |
| 3. Precio | (4) |
| 4. Trato preferencial | (5) |
| 5. Atencion de emergencias | (3) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precíse si lo hubiere.

EQUIPOS DE CALIDAD

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿Cuántas veces visitó a la empresa de electricidad?

POCAS VECES

Si la respuesta es 1 o más veces. ¿Cuál fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué?

NO APLICA

D. Observaciones

Evitar los cortes no programados
visitar al cliente.



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (1)
- 2. Tension estable (2)
- 3. Precio (3)
- 4. Trato preferencial (5)
- 5. Atencion de emergencias (4)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

TARIFA ALTA.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

1 VEZ CADA 6 MESES

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala ()	Mala ()	Regular (X)	Buena ()	Muy Buena ()
--------------	----------	-------------	-----------	---------------

indique por qué ?

NO HAY LLAMADO PARA NO CAMBIARLOS DE CONSEJONARIO
 DICE QUE TENDRAN QUE AVISAR CON 1 ANO ANTES
 Si quisiera pagar tenemos que esperar 1.5 años

D. Observaciones

TARIFA MAS ALTA EN TODO EL PERU



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (1)
- 2. Tension estable (2)
- 3. Precio (3)
- 4. Trato preferencial (4)
- 5. Atencion de emergencias (5)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Si la respuesta es 1 o más veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala ()	Mala ()	Regular ()	Buena ()	Muy Buena ()
--------------	----------	-------------	-----------	---------------

indique por qué ?

D. Observaciones

Ser confiables en las emergencias por su atención



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (3) |
| 2. Tension estable | (1) |
| 3. Precio | (4) |
| 4. Trato preferencial | (5) |
| 5. Atencion de emergencias | (2) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los Últimos 6 meses

¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones

Avisar con tiempo los cortes para no generar costos indebidos.



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (3) |
| 2. Tension estable | (1) |
| 3. Precio | (2) |
| 4. Trato preferencial | (5) |
| 5. Atencion de emergencias | (4) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

 Jarias

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

 Porque las soluciones siempre dan
 atrasadas

D. Observaciones



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (1) |
| 2. Tension estable | (3) |
| 3. Precio | (2) |
| 4. Trato preferencial | (4) |
| 5. Atencion de emergencias | (5) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

NO

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

NO

Si la respuesta es 1 o más veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones

cuando una persona de su ayuda las emergencias
debe trabajar ya, porque cuando se llama
no contestan



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (2)
- 2. Tension estable (3)
- 3. Precio (1)
- 4. Trato preferencial (5)
- 5. Atencion de emergencias (4)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

no

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Varios Veces

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular (X) Buena () Muy Buena ()

indique por qué?

porque siempre estado de reclamo en reclamo y soluciones siempre a favor de ustedes

D. Observaciones

porque? siempre que los maquineros no trabajan la facturación es igual como si hubiera trabajado



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (2) |
| 2. Tension estable | (1) |
| 3. Precio | (4) |
| 4. Trato preferencial | (3) |
| 5. Atencion de emergencias | (5) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los Últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

NO

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

NO APLICA -

D. Observaciones

Tener cuidado y mucha Responsabilidad con el personal que hace o realice su trabajo de instalaciones por accidentes que vienen súbitamente



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (3)
- 2. Tension estable (1)
- 3. Precio (2)
- 4. Trato preferencial (5)
- 5. Atencion de emergencias (4)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

1 vez.

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala ()	Mala ()	Regular (X)	Buena ()	Muy Buena ()
--------------	----------	-------------	-----------	---------------

indique por qué?

Se requiere la ayuda y no estan para atender

D. Observaciones



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (1) |
| 2. Tension estable | (2) |
| 3. Precio | (3) |
| 4. Trato preferencial | (4) |
| 5. Atencion de emergencias | (5) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

Todos Van.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los Últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

NO. Aun.

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones

Evitar interrupciones y avisar con anticipación los cortes para no generar problemas



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (2) |
| 2. Tension estable | (3) |
| 3. Precio | (1) |
| 4. Trato preferencial | (5) |
| 5. Atencion de emergencias | (4) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

_____ 01 _____

Si la respuesta es 1 o más veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala (X) Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

_____ SOBEBIA, FALTA DE HUMILDAD. _____

D. Observaciones



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (3)
- 2. Tension estable (4)
- 3. Precio (1)
- 4. Trato preferencial (2)
- 5. Atencion de emergencias (5)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

NO

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿Cuántas veces visitó a la empresa de electricidad?

1

Si la respuesta es 1 o más veces. ¿Cuál fue la experiencia?

Muy Mala ()	Mala ()	Regular ()	Buena (X)	Muy Buena ()
--------------	----------	-------------	-----------	---------------

Indique por qué?

Por que hay mucho público y poca personal para la atención.

D. Observaciones

Deberia existir Asistencia para clientes Mayores.



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (4)
- 2. Tension estable (1)
- 3. Precio (2)
- 4. Trato preferencial (5)
- 5. Atencion de emergencias (3)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Ninguna

Si la respuesta es 1 o más veces. Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (1) |
| 2. Tension estable | (3) |
| 3. Precio | (2) |
| 4. Trato preferencial | (5) |
| 5. Atencion de emergencias | (4) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

no

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿Cuántas veces visitó a la empresa de electricidad?

Si la respuesta es 1 o más veces. ¿Cuál fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular (X) Buena () Muy Buena ()

indique por qué?

pago en el banco atencion hoy

D. Observaciones

Que tomen en cuenta la tension estable si se baja o baja nos malos las maquinas y equipos con lo que trabajamos



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (1)
- 2. Tension estable (2)
- 3. Precio (3)
- 4. Trato preferencial (4)
- 5. Atencion de emergencias (5)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

NINGUNO

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

NINGUNO

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones

Las Emergencias debe ser presisas cuando la Empresa Requiere de su ayuda, contesten los telefonos



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones: Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (1) |
| 2. Tension estable | (2) |
| 3. Precio | (4) |
| 4. Trato preferencial | (5) |
| 5. Atencion de emergencias | (3) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

NO

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones

Por Favor Atender con los telefonos
de emergencia.



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (1)
- 2. Tension estable (3)
- 3. Precio (2)
- 4. Trato preferencial (4)
- 5. Atencion de emergencias (5)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

NINGUNA

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones

QUE SUS EQUIPOS SEAN MAS SOFISTICADOS PARA QUE
NO HAYA BAJAS TENCIONES



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|------|
| 1. Sin Interrupcion | (01) |
| 2. Tension estable | (02) |
| 3. Precio | (03) |
| 4. Trato preferencial | (04) |
| 5. Atencion de emergencias | (05) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses

¿Cuántas veces visitó a la empresa de electricidad?

 NUNCA

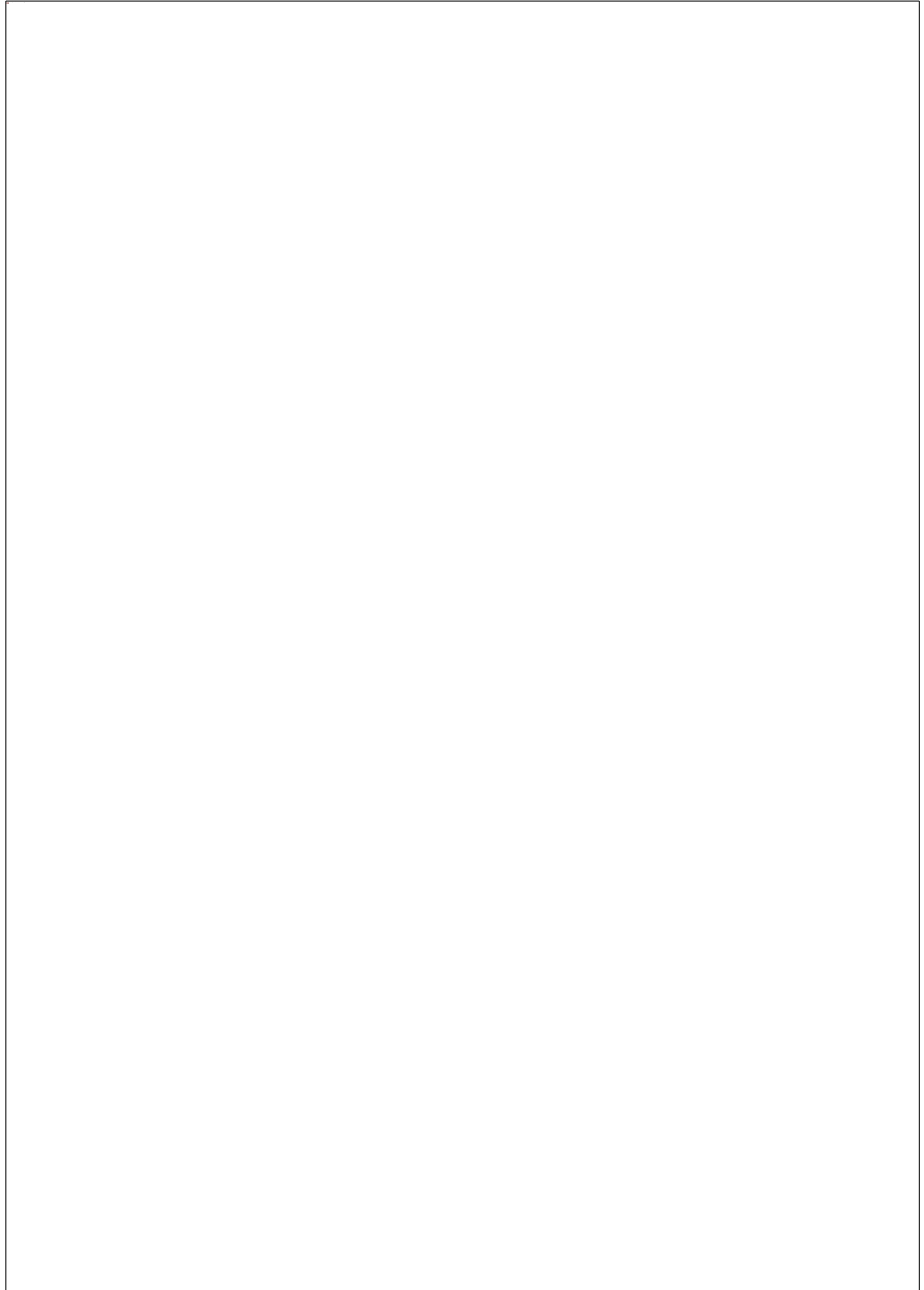
Si la respuesta es 1 o más veces. ¿Cuál fue la experiencia?

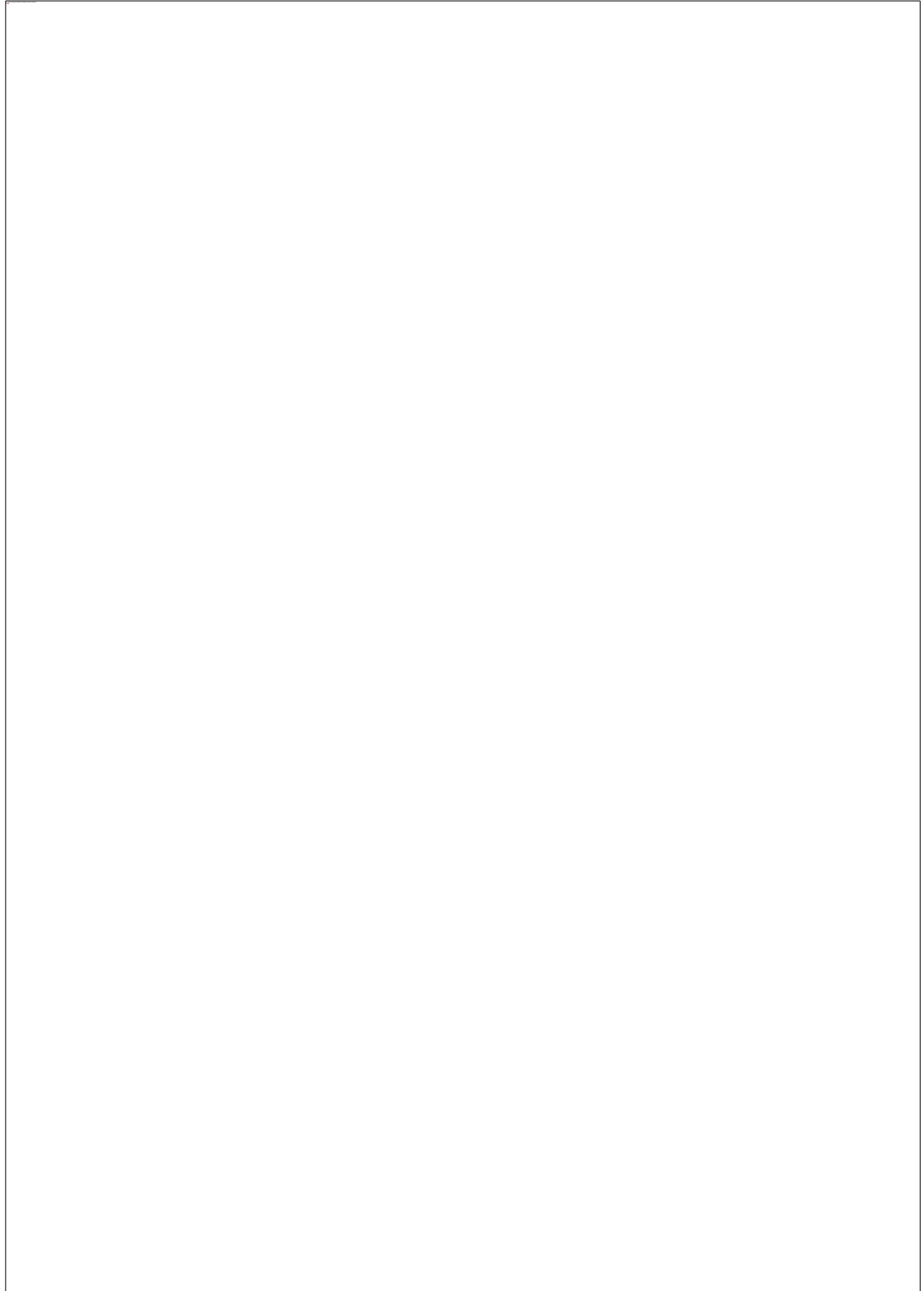
Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

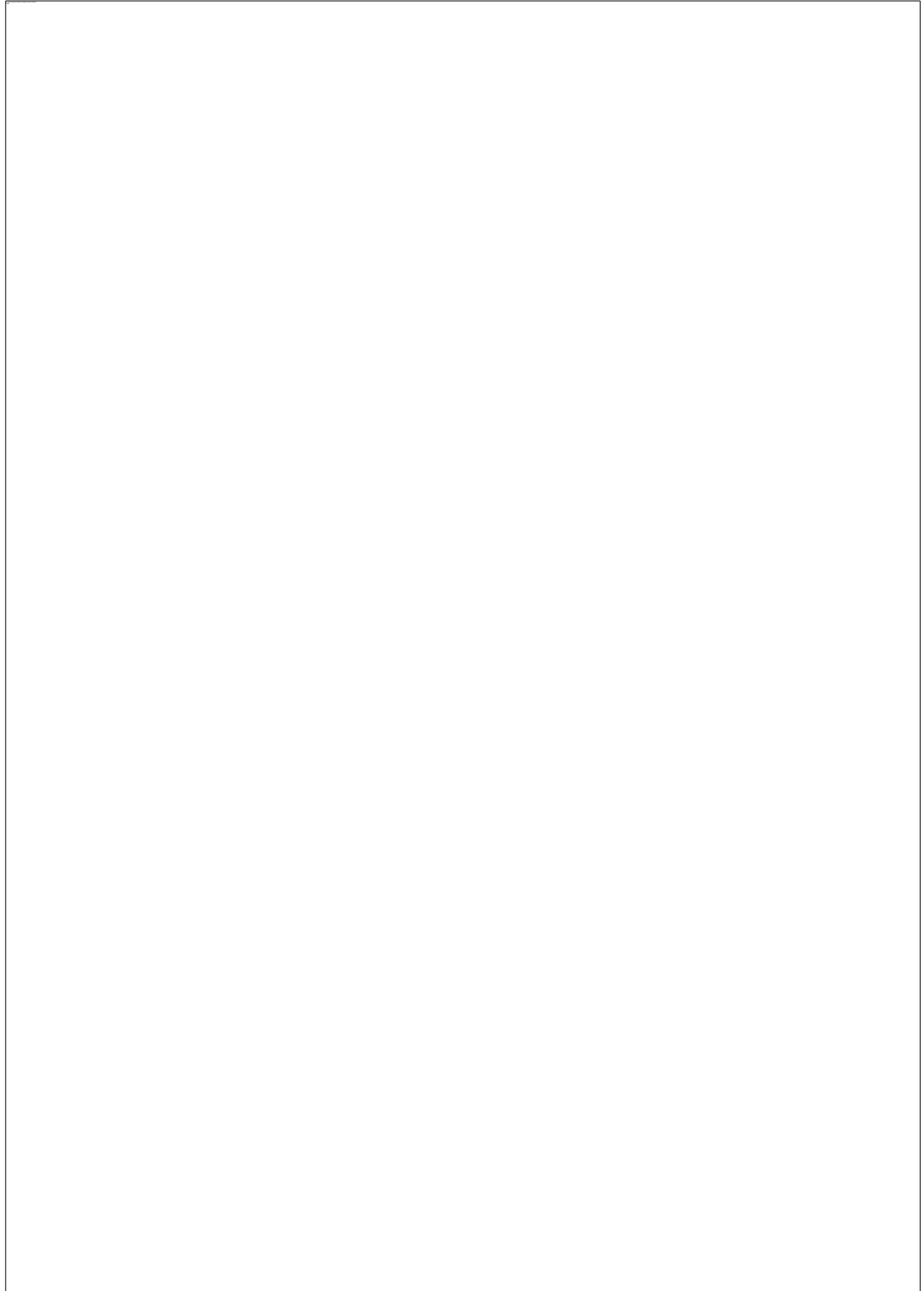
indique por qué?

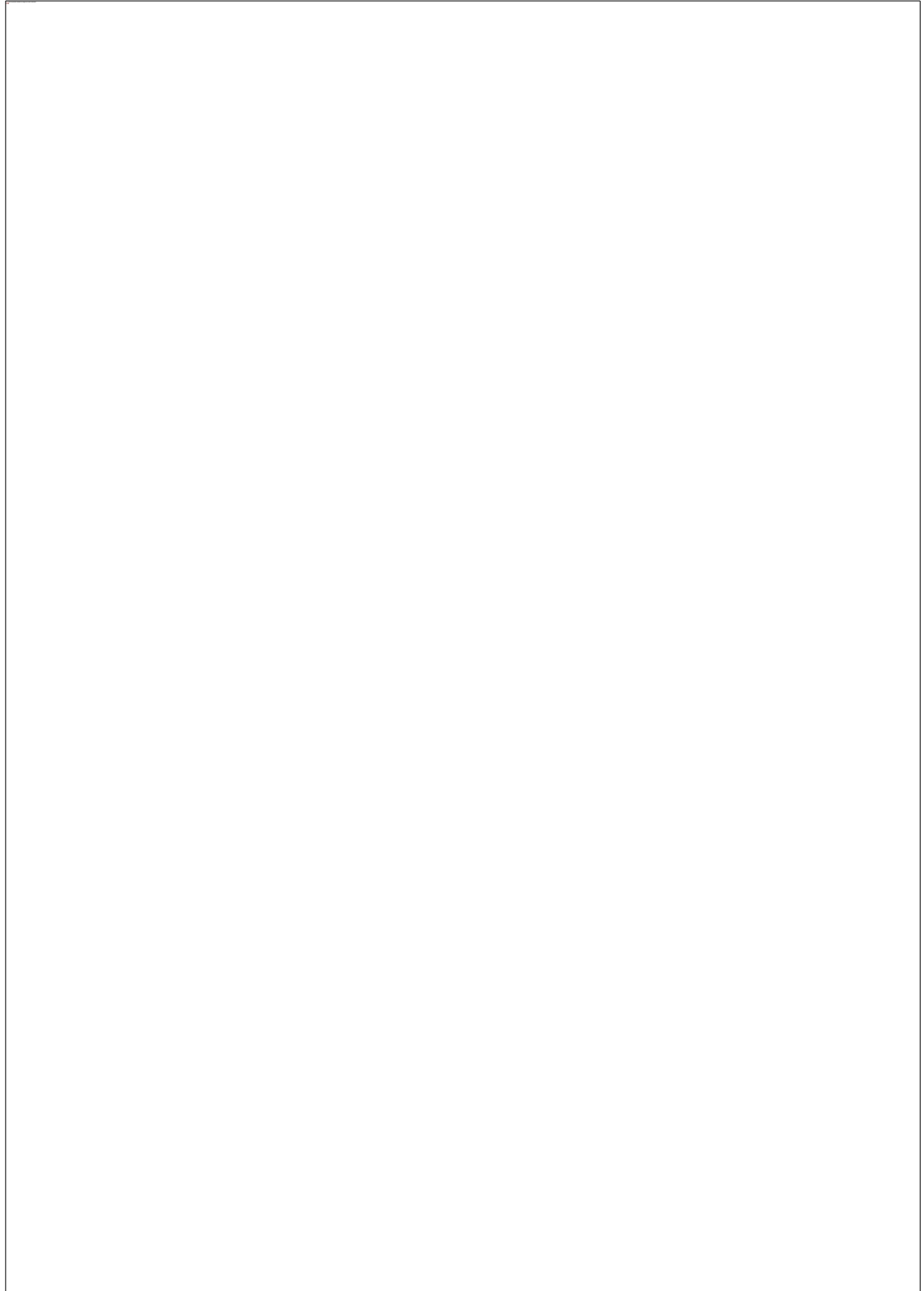
 No Tuve la oportunidad de asistir aún

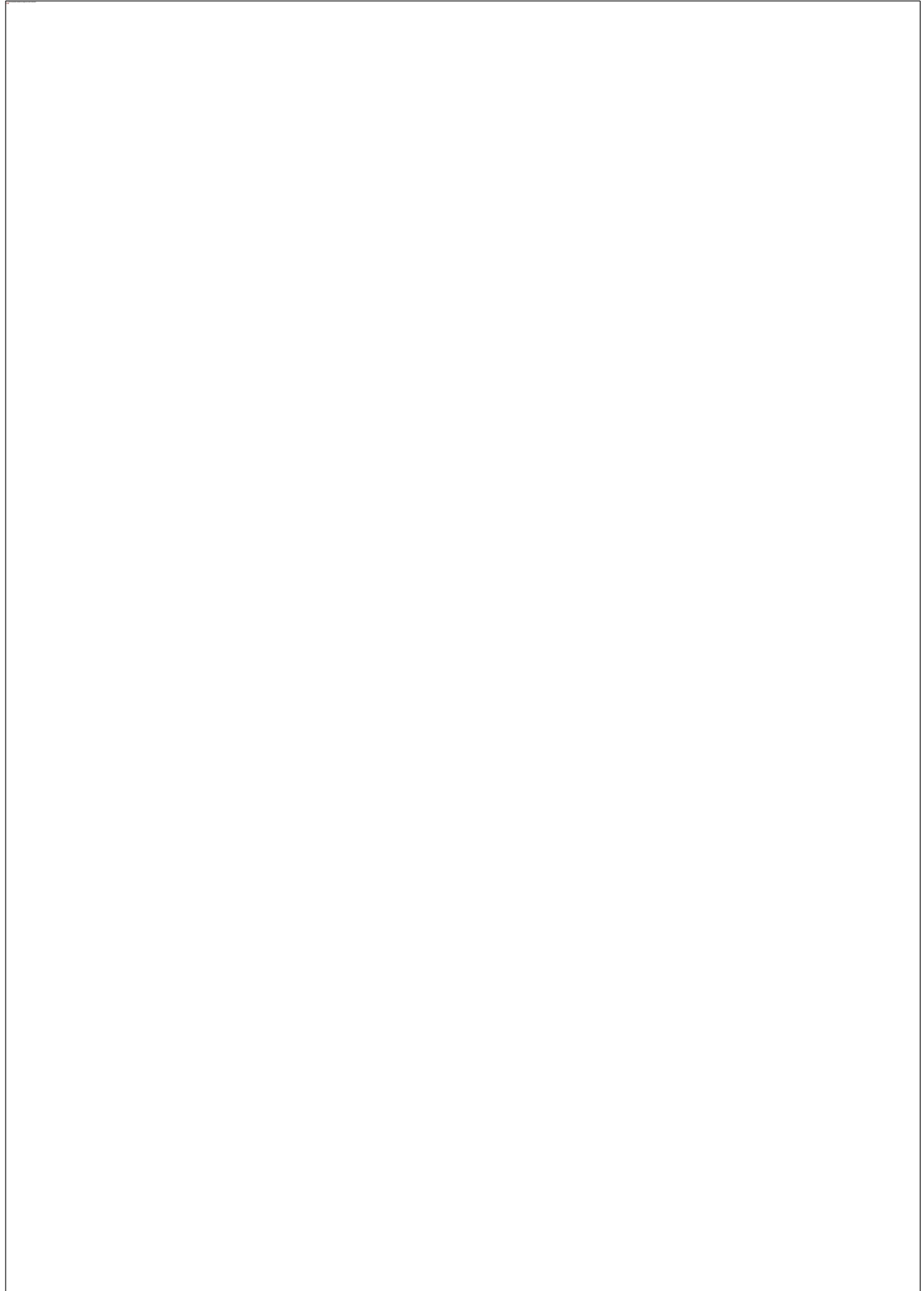
D. Observaciones

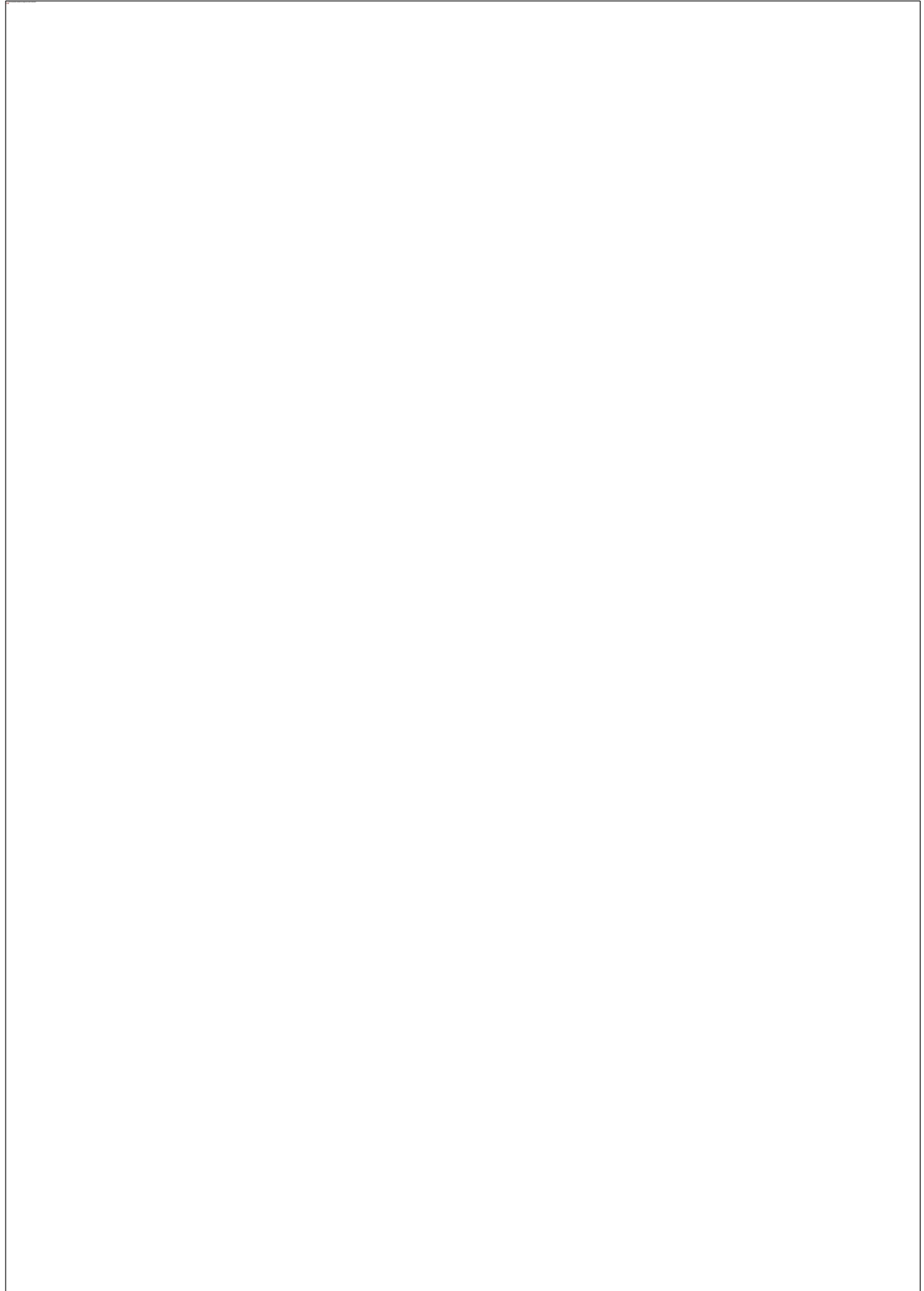


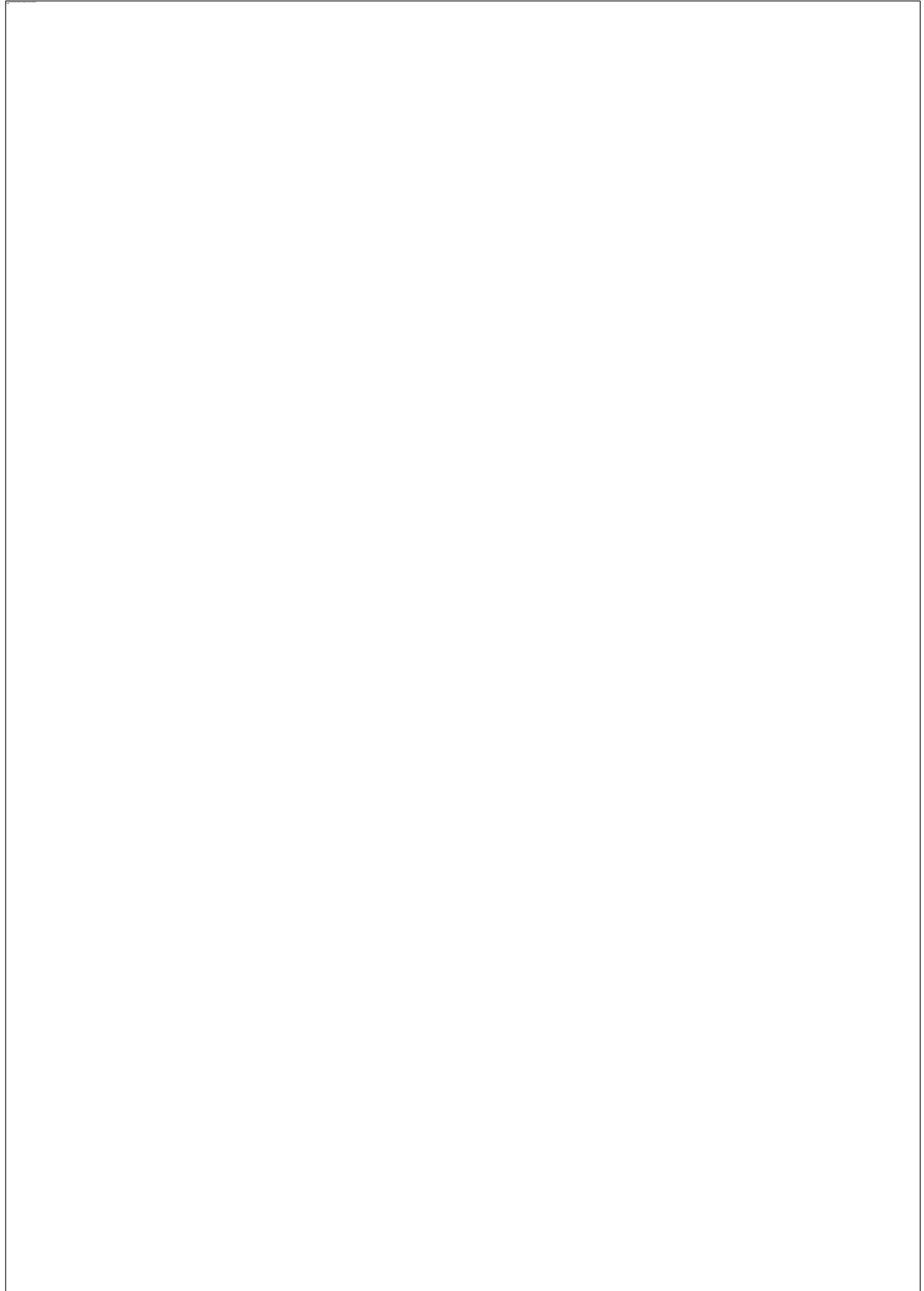


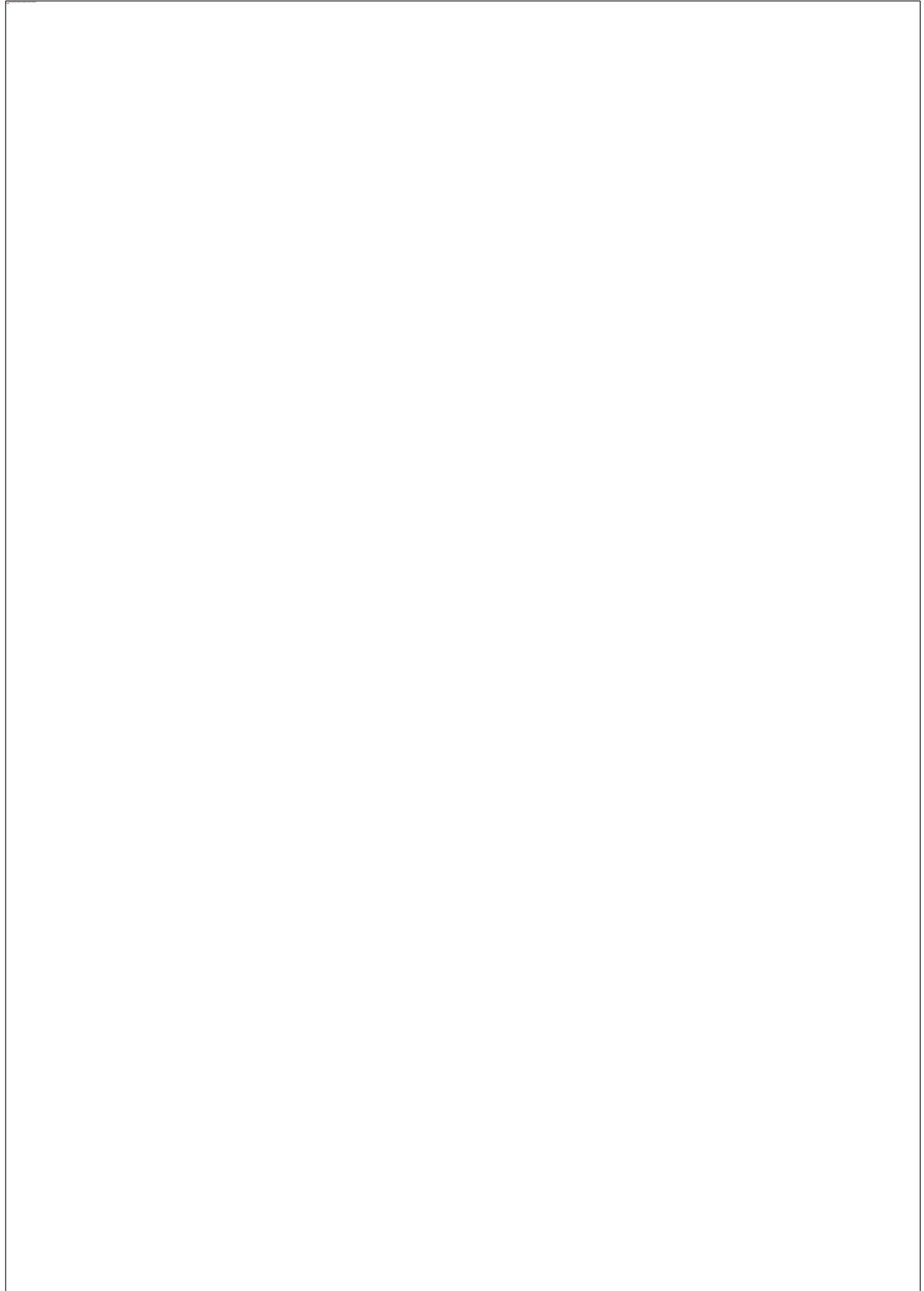


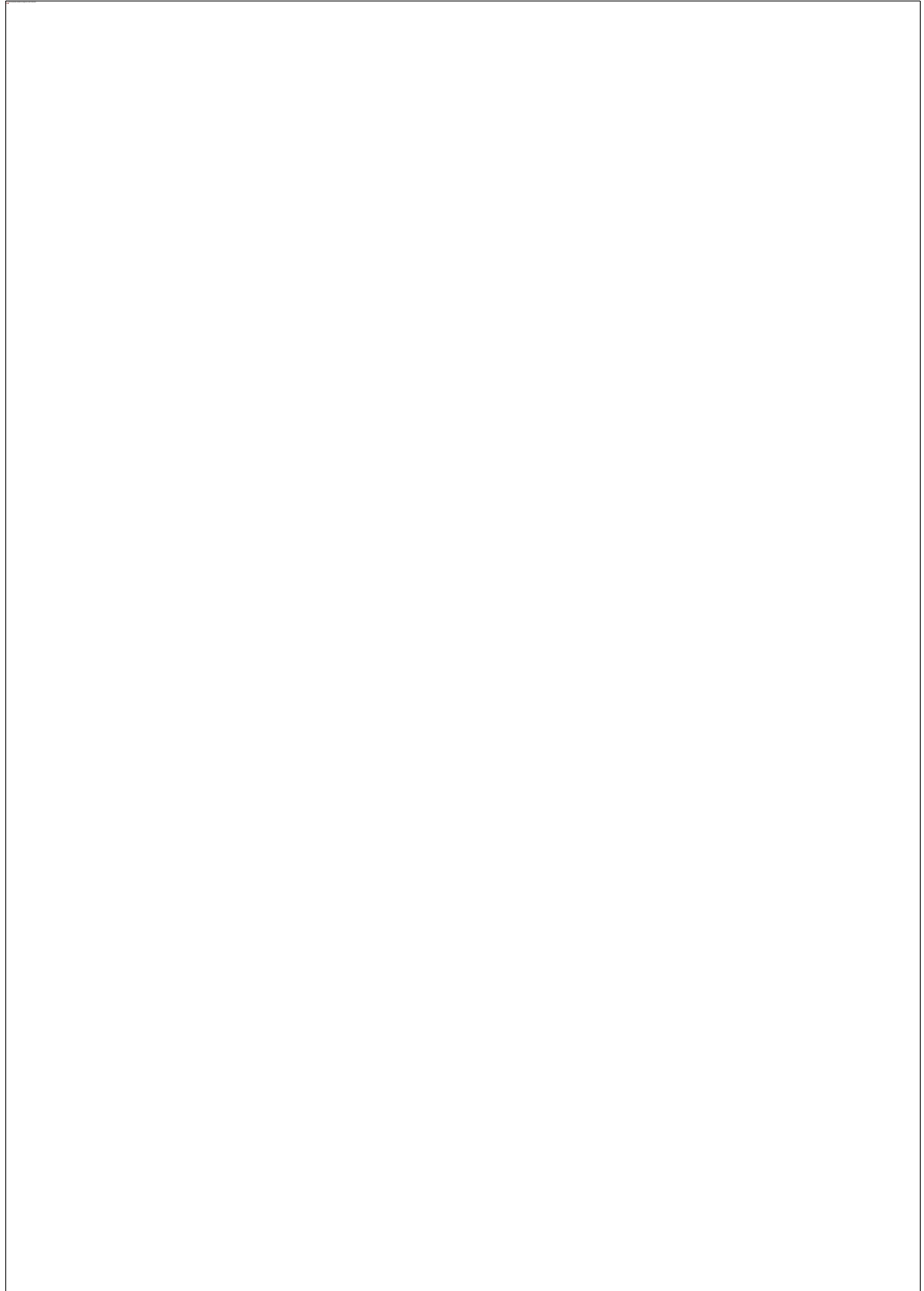














Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (1) |
| 2. Tension estable | (2) |
| 3. Precio | (3) |
| 4. Trato preferencial | (4) |
| 5. Atencion de emergencias | (5) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Si la respuesta es 1 o más veces. Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones

avisar con anticipación los cortes para estar al pendiente



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (5) |
| 2. Tension estable | (1) |
| 3. Precio | (2) |
| 4. Trato preferencial | (3) |
| 5. Atencion de emergencias | (4) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

NO

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

NO

Si la respuesta es 1 o más veces. Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (1) |
| 2. Tension estable | (4) |
| 3. Precio | (5) |
| 4. Trato preferencial | (2) |
| 5. Atencion de emergencias | (3) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses

¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Veis

Si la respuesta es 1 o más veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular (X) Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

por reclamos de los precios y
tension estable

D. Observaciones



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (1)
- 2. Tension estable (2)
- 3. Precio (3)
- 4. Trato preferencial (4)
- 5. Atencion de emergencias (5)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

no

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

ninguna vez

Si la respuesta es 1 o más veces .Cual fue la experiencia?

Muy Mala ()	Mala ()	Regular ()	Buena ()	Muy Buena ()
--------------	----------	-------------	-----------	---------------

indique por qué?

D. Observaciones

Queremos una tension estable cuando baja y
sube se malogran los equipos o se queman



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (4) |
| 2. Tension estable | (2) |
| 3. Precio | (1) |
| 4. Trato preferencial | (5) |
| 5. Atencion de emergencias | (3) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Si la respuesta es 1 o más veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena (x) Muy Buena ()

indique por qué ?

*Se genero un artefacto por el reclamo
y tambien por pago*

D. Observaciones

*La tension debe ser estable para
que no se quemen los artefactos*



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el mas importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (4)
- 2. Tension estable (2)
- 3. Precio (3)
- 4. Trato preferencial (1)
- 5. Atencion de emergencias (5)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la seccion anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los Ultimos 6 meses

¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Tres ocasiones

Si la respuesta es 1 o mas veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena (X)

indique por qué ?

- La atención se realizo con muy buena coordinación
- Comunican antes de realizar alguna actividad
- Nos mantienen muy Informados

D. Observaciones



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-----|
| 1. Sin Interrupcion | (4) |
| 2. Tension estable | (2) |
| 3. Precio | (1) |
| 4. Trato preferencial | (5) |
| 5. Atencion de emergencias | (3) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

NO

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿Cuántas veces visitó a la empresa de electricidad?

Varia

Si la respuesta es 1 o más veces. Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

Indique por qué?

por reclamos de facturación

D. Observaciones

es preocupante los precios deben ser mas razonables no trabajar con y la facturación demasiado



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- 1. Sin Interrupcion (2)
- 2. Tension estable (4)
- 3. Precio (5)
- 4. Trato preferencial (3)
- 5. Atencion de emergencias (4)

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

no

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses
¿Cuántas veces visitó a la empresa de electricidad?

3

Si la respuesta es 1 o más veces. Cual fue la experiencia?

Muy Mala ()	Mala ()	Regular (X)	Buena ()	Muy Buena ()
--------------	----------	-------------	-----------	---------------

indique por qué?

DEMORA EN LA ATENCION

D. Observaciones



Encuesta dirigida a Usuarios de energía eléctrica en media tensión

Objetivo: Recoger información de la percepción o apreciación sobre el grado de importancia de los atributos del servicio eléctrico

Indicaciones:

Valore usted el grado de importancia de los 5 atributos de la lista siguiente, siendo 1 el más importante y 5 el menos importante, la valoración no debe repetirse.

A. Atributos de valor del servicio de electricidad.

Valoración de atributos

- | | |
|----------------------------|-------|
| 1. Sin Interrupcion | (1) |
| 2. Tension estable | (2) |
| 3. Precio | (4) |
| 4. Trato preferencial | (5) |
| 5. Atencion de emergencias | (3) |

B. Considera usted que algún atributo de valor no se consideró en la sección anterior, precise si lo hubiere.

C. Frecuencia de visitas y atención

En los últimos 6 meses

¿ Cuantas veces visitó a la empresa de electricidad ?

Si la respuesta es 1 o más veces . Cual fue la experiencia?

Muy Mala () Mala () Regular () Buena () Muy Buena ()

indique por qué ?

D. Observaciones

contestar los telefonos cuando
se llama por emergencia.

BIBLIOGRAFÍA

- Alarcón, P. y Rocha F. (2008) *Inversión en generación eficiente ante la crisis del mercado eléctrico*. Lima: Universidad ESAN.
- Anderson, D., Sweeney, D. y Williams, T. (2012) *Estadística para negocios y economía*. 11ª ed. México: Cengage Learning.
- Arbaiza, L. (2014) *Administración y organización un enfoque contemporáneo*. Argentina: Cengage Learning.
- Arbaiza, L. (2014) *Como elaborar una tesis de grado*. Lima: Universidad ESAN.
- Cenergia. (2014) *Estudio de mercado eléctrico de Electro Ucayali S.A.* Pucallpa
- Consejo de Ministros. (2017) *Marco macroeconómico multianual 2018-2021*. Lima: El Peruano.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2006) *Estadística de operación 2005*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2007) *Estadística de operación 2006*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2008) *Estadística de operación 2007*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2009) *Estadística de operación 2008*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2010) *Estadística de operación 2009*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2011) *Estadística de operación 2010*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2011) *Memoria Anual 2010*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, (2011) *Procedimiento técnico del comité de operación económica del SINAC racionamiento por déficit de oferta*. Lima, pp. 2-5.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2012) *Estadística de operación 2011*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2012) *Memoria Anual 2011*. Lima

- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2013) *Estadística de operación 2012*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2013) *Memoria Anual 2012*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2014) *Estadística de operación 2013*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2014) *Memoria Anual 2013*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2015) *Estadística de operación 2014*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2015) *Memoria Anual 2014*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2016) *Estadística de operación 2015*. Lima
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, (2016) *Estadística relevante e integrante del COES*. <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2016) *Memoria Anual 2015*. Lima
- Dammert, L., Molinelli, F. y Carbajal M. (2011) *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Osinergmin.
- Dammert, L., Molinelli, F. y Carbajal M. (2013) *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Estado Peruano, *Ley de concesiones eléctricas*. D.L 25844 y su Reglamento aprobado por D.S. 009-93/ EM. 2002.
- Estado Peruano, *Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos*. Decreto Supremo N° 020 - 1997-EM del 09 de octubre de 1997 y sus modificatorias
- Estado Peruano, *Reglamento de usuarios libres de electricidad*. Decreto Supremo N° 022 -2009-EM del 16 de abril de 2006.
- Estado Peruano, “*Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*”. Ley 28832 del 23 de julio de 2006.
- David, F. (2013) *Conceptos de administración estratégica*. 14ª ed. México: Pearson Educación.

- Kotler, P. y Armstrong, G. (2012) *Marketing*. 14^a ed. México: Pearson Educación.
- Mendoza Gacon, Jaime R. (2006) *Fijación de tarifas de generación y transmisión eléctrica*. Texto presentado en el Seminario en fijación de tarifas de generación y transmisión eléctrica, en Lima, el 28 de setiembre de 2006. Osinergmin, Lima.
- Osinergmin, *Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final*. Resolución Osinergmin N° 206-2013-OS/CD del 14 de octubre de 2013.
- Osinergmin (2013) *Fijación del valor agregado de distribución (VAD) y cargos fijos 2013-2017*. Informe N° 432-2013-GART de Osinergmin, Lima
- Osinergmin. (2016) *Supervisión de proyectos de generación*. <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/proyectos/generacion>
- Osinergmin (2016) *Supervisión de proyectos de transmisión*. <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/proyectos/transmision>.
- ProInversión (2016) *Contrato de concesión SGT “Línea de Transmisión Aguaytia - Pucallpa 138 kV (segundo circuito)”*. http://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/PC_ENERGIA_LT_AGU_AYTIA/VF-CC_al_06-04-17_-_JPEL_05__26-04-17__suscrito.pdf
- Révolo Acevedo, Miguel. (2014) *Regulación de la generación y transmisión eléctrica, Modelos económicos para la regulación de los sistemas de distribución, Aplicación de la regulación por empresa modelo en el Perú, Valor agregado de distribución*. Texto presentado en el curso Tarifas y costos del servicio eléctrico, en Lima del 21 al 22 de abril. PECIER, Lima
- Tello, H. (2016) *Informe sectorial sector electricidad*, Pacific Credit Rating. Marzo 2016, pp 1-5.