Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica

TESIS

Reducción de los costos de electricidad suministrada a una institución educativa de Lima mediante un sistema fotovoltaico solar complementario a la red de distribución

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por
Jerson Arnold Suarez Becerra
0009-0004-6193-746
Asesor
Dr. Alberto Bernabe Tarazona Bermudez
0000-0002-0960-448

LIMA – PERÚ
2025

Citar/How to cite	(Suarez, 2025)
Referencia/Reference Estilo/Style: APA (7ma ed.)	Suarez, J. (2025). *Reducción de los costos de electricidad suministrada a una institución educativa de Lima mediante un sistema fotovoltaico solar complementario a la red de distribución.* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.

Dedicatoria

Dedicado a todas las personas que, a lo largo de mi vida,

me han motivado a seguir aprendiendo,

creciendo y superándome cada día.

Con especial gratitud a mi inspirador padre Israel,

a mi abnegada madre Marilú,

a mi hermano Edward mi impulso

y a mi más grande amor, mi pequeña hija Cayetana.

Agradecimientos

Agradezco profundamente a Dios, por derramar su bendición sobre mí y por regalarme la dicha de contar con la familia que tengo.

A mi padre Israel y a mi madre Marilú, quienes son los más grandes motivadores en mi vida, su amor, apoyo incondicional y confianza en mí han sido fundamentales para alcanzar cada una de mis metas, no existe forma de medir la gratitud que siento hacia ellos.

A mi hermano Edward, por ser una inspiración constante, su guía y motivación me han impulsado a crecer tanto espiritual como intelectualmente. Su valioso apoyo fue clave para la realización de esta tesis.

A mi hija Cayetana, la más grande motivación en mi vida, su presencia llena de amor y esperanza me impulsa a ser una mejor persona cada día y a nunca rendirme en la búsqueda de mis sueños.

Al Dr. Bernabé Tarazona, por su valioso apoyo en la asesoría de esta tesis y por su constante disposición y apertura a la colaboración. Su guía fue esencial para el desarrollo de esta investigación.

A mis amigos, profesores y colegas, quienes, con su compañía, enseñanzas y experiencias contribuyeron significativamente a mi desarrollo académico y profesional.

A cada uno de ellos, mi más sincero agradecimiento.

Resumen

En el Perú, los altos costos de electricidad, los bajos niveles de rentabilidad de proyectos de eficiencia energética, así como la falta de información sobre el mercado eléctrico peruano generan que no exista un nivel de madurez que permita desarrollar más proyectos energéticos para que las empresas obtengan mayores ingresos así puedan ser sostenibles y competitivos.

El presente trabajo de investigación tiene como base la integración de una planta solar para autoconsumo y la negociación de tarifas de electricidad para reducir los costos de energéticos en instituciones educativas en el Perú, considerando los cálculo de diseño de la planta solar fotovoltaica, donde se optimizarán y dimensionarán los costos de los componentes y suministros necesarios; y el cambio tarifa eléctrica de regulada a libre, que a través de la formulación de una licitación privada se obtendrá el esquema tarifario más competitivo para la institución educativa en análisis.

Con esta investigación se busca que las instituciones educativas mejoren sus costos de electricidad e inviertan en proyectos de eficiencia energética para ser competitivos, rentables y sostenibles en el tiempo.

Esta investigación se enmarca en el tipo aplicativa, adoptando un enfoque cuantitativo, con un nivel descriptivo y un diseño no experimental, basado en la recopilación y análisis de datos que posteriormente son interpretados.

Palabras claves: Tarifas eléctricas, generación distribuida, plantas solares fotovoltaicas, autoconsumo, rentabilidad de proyectos, instituciones educativas.

Abstract

In Peru, high electricity costs, low profitability levels in energy efficiency projects, and a lack of information about the national electricity market hinder the development of mature and sustainable energy initiatives. As a result, businesses struggle to implement projects that could generate higher revenues and enhance their competitiveness.

This research focuses on integrating a photovoltaic solar power plant for self-consumption and negotiating electricity tariffs to reduce energy costs in educational institutions across Peru. The study considers the design of the solar power plant, aiming to reduce component costs through proper system sizing. Additionally, it explores the transition from a regulated to a deregulated electricity user model, enabling institutions to access the most competitive tariff scheme through a bidding process.

The objective is to help educational institutions lower their electricity expenses and invest in energy efficiency projects.

This study is of an applied nature, utilizing a quantitative methodology at a descriptive level. It employs a non-experimental design based on data gathering and analysis, which is later interpreted.

Keywords: Electricity tariffs, distributed generation, photovoltaic solar plants, self-consumption, project profitability, educational institutions.

Tabla de Contenido

Dedicatoria iii

Agradecimientos iv

Resumen v

Abstract vi

Tabla de Contenido vii

Lista de Tablas xii

Lista de Figuras xiv

Introducción xvi

Capitulo I. Generalidades 1

1.1 Antecedentes de la Investigación: 1

1.2 Identificación y descripción del problema de estudio: 10

1.3 Formulación del Problema: 11

1.3.1 Problema General: 11

1.3.2 Problemas Específicos: 12

1.4 Justificación e importancia de la investigación: 12

1.5 Objetivos 13

1.5.1 Objetivo General 13

1.5.2 Objetivos Específicos 14

1.6 Hipótesis 14

1.6.1 Hipótesis General: 14

1.6.2 Hipótesis Específicos: 14

1.7 Variables y Operacionalización de Variables. 14

1.7.1 Operacionalización de Variables: 15

1.8 Metodología de la investigación. 17

1.8.1 Unidad de Análisis: 17
1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación: 17
1.8.2.1 Tipo de Investigación: 17
1.8.2.2 Enfoque de Investigación: 17
1.8.2.3 Nivel de Investigación: 18
1.8.3 Diseño de la Investigación: 18
1.8.4 Fuentes de Información: 18
1.8.5 Población y Muestra: 19
1.8.6 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos: 19
1.8.7 Análisis y Procesamiento de Datos: 20
Capitulo II. Marco teórico conceptual. 21
2.1 Bases Teóricas: 21
2.1.1 Marco teórico relacionado a la generación eléctrica solar 21
2.1.1.1 Energía solar fotovoltaica 21
2.1.1.2 Componentes del Sistema Fotovoltaico 22
2.1.1.3 Módulos Fotovoltaicos 24
2.1.1.4 Horas Solar Pico 28
2.1.1.5 Orientación e Inclinación y Sombras 29
2.1.1.6 Conexiones de Módulos Fotovoltaicos 30
2.1.1.7 Hoja de Datos del Fabricante 32
2.1.1.8 Sotfware Helioscope 34
2.1.1.9 Interconexión y Protecciones Eléctrica 34
2.1.1.10 Evaluación de los Requerimientos de Inversión 35
2.1.1.11 Costo Nivelado de Energía (LCOE) 36
2.1.1.12 Criterios de Inversión 37

2.1.2 Marco teórico normativo 38
2.1.2.1 Estadística de operación eléctrica 38
2.1.2.2 Reglamento de Usuarios Libres 45
2.1.2.3 Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (LCE) 46
2.1.2.4 Tarifas Eléctricas 47
2.2 Marco Conceptual: 59
2.2.1 Efecto Fotovoltaico: 59
2.2.2 Irradiancia: 60
2.2.3 Irradiación: 61
2.2.4 Bloque Horario: 61
2.2.5 Usuario Libre: 61
2.2.6 Potencia Coincidente: 61
Capitulo III. Desarrollo del trabajo de investigación 62
3.1 Evaluar los costos de los componentes de una planta solar fotovoltaica para autoconsumo mediante su adecuado dimensionamiento. 62
3.1.1 Identificación de la demanda actual de electricidad y potencial solar. 62
3.1.1.1 Identificación de la demanda actual de electricidad: 62
3.1.1.2 Evaluación del Potencial Solar: 65
3.1.2 Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico y selección de equipos. 68
3.1.2.1 Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico: 68

3.2 Evaluar la tarifa de electricidad mediante el cambio de usuario regulado a libre. 83
3.2.1 Identificación de la demanda actual de electricidad de la institución educativa 83
3.2.1.1 Identificar la opción tarifaria de la institución educativa. 83
3.2.1.2 Establecimiento de Consumo Históricos de Energía y Potencia 87
3.2.2 Realizar el proceso de licitación para la migración a usuario libre. 89
3.2.2.1 Convocatoria a Principales Suministradores de Electricidad 90
3.2.2.2 Elaboración y Envío de Términos de Referencia y Bases del Concurso: 91
3.2.2.3 Elaboración de Lista de Suministradores de Electricidad Participantes 98
3.2.3 Evaluar el impacto de los costos de electricidad al migrar a cliente libre de electricidad 103
3.2.3.1 Evaluación económica de las propuestas 103
3.2.3.2 Evaluación Técnica de las Propuestas: 109
3.2.3.3 Adjudicar al Suministro Ganador de Licitación y Suscripción de Contrato de Electricidad: 111
3.3 Evaluar la rentabilidad de proyectos de generación solar fotovoltaica considerando la integración de soluciones energéticas. 114
3.3.1 Evaluar rentabilidad del proyecto solar fotovoltaico. 114

3.3.1.1 Costeo de Ejecución del Sistema Solar Fotovoltaico. 114

3.3.1.2 Cálculos Necesarios para Evaluación Económica:..... 115

3.3.2 Factibilidad del proyecto solar fotovoltaico incluyendo ahorros por migración a cliente libre: 123

Capitulo IV. Resultados, Contrastación de Hipótesis y Discusión de Resultados. 128

4.1 Resultados. 128

4.2 Contrastación de la Hipótesis. 129

4.3 Discusión de Resultados. 129

Conclusiones 131

Recomendaciones 132

Referencias 133

Anexos: 1

Lista de Tablas

Tabla 1: Matriz de operacionalización de variables, parte 1 15

Tabla 2: Matriz de operacionalización de variables, parte 2. 16

Tabla 3: Valores porcentuales límite de los niveles de perdida. 30

Tabla 4: Historico de consumo de energía y monto de facturación de electricidad 63

Tabla 5: Historico de valores de irradiación según datos del software Meteonorm 66

Tabla 6: Historico de valores de irradiación según datos de POWER de NASA..... 67

Tabla 7: Benchmarking de paneles comerciales para proyectos solares 70

Tabla 8: Listado de modulos por string 75

Tabla 9: Registros de temperatura obtenidos en la estación metereológica Von Humboldt, ubicada en la Molina 76

Tabla 10: Coeficientes de temperatura según ficha técnia de panel solar. 76

Tabla 11: Valores de parámetros eléctricos de módulos fotovoltaicos 78

Tabla 12: Valores de parámetros eléctricos de conductor de corriente continua..... 79

Tabla 13: Valores de caída de tensión, secciones y distancias de conductores de corriente continua 80

Tabla 14: Valores de parámetros eléctricos de conductor de corriente alterna 81

Tabla 15: Histórico de consumo de energía y potencia, y factores de calificación y de carga 86

Tabla 16: Características tarifas de la institución 86

Tabla 17: Listado de empresas de generación en el Perú 91

Tabla 18: Datos de punto de suministro y requerimiento de potencia 96

Tabla 19: Cronograma del proceso de licitación. 98

Tabla 20: Datos de precios y fórmulas de actualización de últimos contratos de usuarios libres con potencias contratadas menores a 500kW 100

Tabla 21: Contratos con mejores condiciones para usuarios con potencia contratada menor a 500kW 101

Tabla 22: Valores de precios de energía utilizados para la licitación..... 102

Tabla 23: Precios a corto plazo de energía, calculados según fórmula de actualización respectiva 104

Tabla 24: Precios a corto plazo de potencia, calculados según fórmula de actualización respectiva 105

Tabla 25: Proyección a corto plazo de facturación de electricidad con tarifa libre 106

Tabla 26: Proyección de precios de cargos de tarifa MT2 para el año 2025 107

Tabla 27: Proyección de precios de cargos de tarifa MT2 para el año 2026 107

Tabla 28: Proyección de precios de cargos de tarifa MT2 para el año 2027 107

Tabla 29: Proyección de facturación de electricidad a corto plazo con tarifa MT2..... 108

Tabla 30: Proyección de ahorros a corto plazo para las distintas propuestas evaluadas en comparación de la simulación con tarifa regulada MT2..... 108

Tabla 31: Resumen de matriz de evaluación de propuestas técnico-económicas..... 111

Tabla 32: Valores de costeo del proyecto solar fotovoltaico..... 115

Tabla 33: Proyección precios de energía en HFP de tarifa MT2 para los próximos 25 años 116

Tabla 34: Proyección de ahorros del sistema solar fotovoltaico por toda la vida útil del proyecto..... 118

Tabla 35: Consideraciones para elaboración de flujo de caja económico del proyecto solar fotovoltaico..... 120

Tabla 36: Flujo de caja económico del proyecto solar fotovoltaico 121

Tabla 37: Ahorros económicos anuales por la integración de soluciones energéticas... 124

Tabla 38: Flujo de caja económico del proyecto solar fotovoltaico incluyendo ahorro por integración de soluciones energéticas 126

Lista de Figuras

Figura 1: Instalación fotovoltaica autónoma *21*

Figura 2: Configuración de un sistema fotovoltaico conectado a la red *22*

Figura 3: Sistema fotovoltaico híbrido *22*

Figura 4: Estructura de célula solar *23*

Figura 5: Curva característica de un módulo fotovoltaico *24*

Figura 6: Espectro electromagnético de radiación solar *25*

Figura 7: Tipos de radiación sobre una superficie *25*

Figura 8: Gráfico de Hora Solar Pico *29*

Figura 9: Conexión de Ns módulos en serie *31*

Figura 10: Conexión de Np módulos en paralelo *32*

Figura 11: Estructura del mercado eléctrico peruano *41*

Figura 12: Algoritmo para el precio *49*

Figura 13: Algoritmo para el precio básico de potencia *50*

Figura 14: Cálculo del peaje de transmisión *51*

Figura 15: Esquema de cálculo del valor agregado de distribución *52*

Figura 16: Gráfico de irradiancia sobre la superfície terrestre *60*

Figura 17: Grafico de consumo de energía y tendencia de consumo *64*

Figura 18: Pantalla de ingreso de datos en software Meteonorm V.8 ..... *65*

Figura 19: Gráfico comparativo de datos de irradiación obtenidas en los softwares Meteonorm y POWER *68*

Figura 20: Simulación de paneles en software Helioscope *69*

Figura 21: Vista de frente y posterior de paneles solares *71*

Figura 22: Plano de cotas de panel solar *72*

Figura 23: Partes de eléctricas de panel solar Longi. *72*

Figura 24: Plano de cotas de estructuras de soporte para paneles solares *74*

Figura 25: Distribución de strings de paneles solares *75*

Figura 26: Diagrama unifilar de conexión de sistema fotovoltaico 83

Figura 27: Factura de electricidad del mes de diciembre 84

Figura 28: Precios unitarios de cargos de tarifa MT2 del mes de diciembre..... 87

Figura 29: Gráfico del histórico de consumo de potencias máximas consumidas 89

Figura 30: Esquema de simulación de ahorros mes a mes por la migración a usuario libre de electricidad..... 103

Figura 31: Gráfico proyección de precios de energía a corto plazo..... 105

Figura 32: Gráfico proyección de precios de potencia a corto plazo 106

Figura 33: Gráfico con ahorros acumulados totales para las distintas propuestas en comparación con la tarifa MT2..... 109

Figura 34: Diagrama de histórico de costos de energía HFP de tarifa MT2 117

Figura 35: Diagrama de proyección de costos de energía HFP de tarifa MT2 117

Figura 36: Gráfico del flujo de caja de proyecto solar fotovoltaico..... 122

Figura 37: Gráfico del flujo de caja de proyecto solar fotovoltaico incluyendo ahorros por migración a usuario libre..... 127

Introducción

La investigación en cuestión está estructurada en cuatro (04) capítulos, distribuidos de la siguiente manera: En el **Primer Capítulo** se describen los antecedentes del estudio, se formula el problema principal y se detallan los problemas específicos que justifican la investigación. Asimismo, se presenta la justificación y relevancia del proyecto, junto con el objetivo general y los objetivos específicos. También se establece la hipótesis general y sus respectivas hipótesis específicas, además de definir las variables del estudio y su correspondiente operacionalización. Finalmente, se precisa la metodología a seguir, detallando el enfoque, tipo, diseño y alcance del estudio.

El **Segundo Capítulo** contiene el desarrollo del marco conceptual y teórico que sustenta esta investigación.

El **Tercer Capítulo** está orientado a la formulación de la solución planteada para el problema identificado, centrada en la reducción de los costos de energía eléctrica en una institución educativa de Lima mediante la incorporación de alternativas energéticas complementarias**.**

El **cuarto capítulo** presenta los resultados obtenidos del desarrollo de la solución planteada, los cuales sirven para la contratación de la hipótesis, permitiendo validar la viabilidad de la investigación. Finalmente, se incluye la discusión de resultados, donde se comparan los hallazgos del estudio con los de otras investigaciones relevantes.

Finalmente, esta tesis presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas tras la implementación y evaluación de la solución al problema investigado.

Capitulo I. Generalidades

1.1 Antecedentes de la Investigación:

Según **Barquerizo et al. (2022)** el SEIN[1] enfrenta desafíos en términos de confiabilidad y flexibilidad, principalmente al sur del país, donde la generación solar fotovoltaica tuvo una capacidad instalada de 285.02 MW[2] (COES, 2021). Sin embargo, la variabilidad de la irradiación solar limita su contribución en las horas de mayor demanda. Por ello Barquerizo et al. (2022) buscan analizar la viabilidad de implementar un sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías (BESS) para mejorar el desempeño del SEIN. Se plantea que el almacenamiento permitirá inyectar energía en horas punta (17:00-22:00 horas), regular la tensión y realizar arbitraje de energía, comprando electricidad a precios bajos y vendiéndola a tarifas más altas en el mercado mayorista. De acuerdo con los autores esta investigación es de enfoque analítico, donde se evalúa la relación causa-efecto entre el uso de plantas fotovoltaicas con sistemas de almacenamiento (BESS) y la mejora en la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico. Barquerizo et al. (2022) logran identificar consideraciones claves como, i) un sistema fotovoltaico con BESS de 8 MW podría ofrecer potencia firme en el mercado mayorista, ii) rentabiliza el proyecto con una tarifa mínima de 45 USD/MWh[3], con una TIR[4] del 13.39% y un VAN[5] de 2.5 millones USD, iii) Se propone una reforma al marco regulatorio para incentivar estos proyectos y que incumbentes logren suscribir contratos de energía, iv) la reducción esperada al 2030, en los costos del almacenamiento de 6.7% y en la generación fotovoltaica de 4.2% podría mejorar la viabilidad del proyecto, y v) recomiendan modificar la Ley N° 28832[6] para establecer un marco favorable para el almacenamiento de energía y ajustar el cálculo de demanda máxima para incentivar el uso de solar fotovoltaica con BESS. Finalmente

[1] SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
[2] MW: Megawatts.
[3] MWh: Megawatts hora.
[4] TIR: Tasa Interna de Retorno.
[5] VAN: Valor Actual Neto.
[6] Ley Nº 28832 - Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

concluye que, la incorporación de tecnologías de almacenamiento energético en instalaciones fotovoltaicas no solo permitirá aumentar la confiabilidad del SEIN, sino que también ofrecerá beneficios económicos al mercado eléctrico mayorista y los servicios complementarios. Con avances tecnológicos y mejoras normativas, se espera que estos proyectos sean cada vez más rentables y estratégicos para el SEIN. (Barquerizo y otros, 2022)

Según **Lázaro (2022)** el alto consumo de energía en empresas industriales representa un desafío en la optimización de costos de electricidad dentro del SEIN. Sin embargo, muchas compañías desconocen que pueden cambiar de usuario regulado a usuario libre, accediendo así a tarifas más competitivas y logrando una reducción en costos de entre 15% y 30% sin inversión adicional. Para lo que **Lázaro (2022)** analiza la consecuencia que tiene la poca difusión de la información sobre esta opción tarifaria en empresas con alta demanda energética, evaluando cómo este desconocimiento impide el acceso a mejores precios de electricidad, reduciendo la rentabilidad y competitividad empresarial. Además, busca generar herramientas de difusión para que entidades reguladoras como Osinergmin promuevan el acceso a esta información. El trabajo es de carácter aplicativo y explicativo, con enfoque cuantitativo y diseño no experimental, evaluando los efectos tarifarios a través del caso de una empresa metalmecánica. Se examinaron sus costos energéticos antes y después del cambio, concluyendo que la tarifa adecuada como usuario regulado es la MT3. Tras la transición a usuario libre, la empresa logró reducciones de costos de hasta 46.72% en julio 2021, 36.18% y 18.87% en los meses posteriores. Además, se identificaron estrategias adicionales para maximizar el ahorro energético, tales como: i) estudios tarifarios periódicos, independientemente del tamaño de la empresa, ii) optimización del consumo energético mediante el ajuste de horarios de producción y la implementación de bancos de capacitores, iii) el uso de analizadores de redes eléctricas para monitorear calidad de energía y prevenir fallas, iv) mantenimiento periódico de equipos eléctricos y sistemas de protección, v) presentación de informes a Osinergmin para facilitar el acceso a beneficios regulatorios. En conclusión, el cambio de

cliente regulado a usuario libre representó una oportunidad clave para reducir costos energéticos y mejorar la eficiencia en empresas con alta demanda. La difusión de esta información es determinante para incentivar una gestión energética rentable y sostenible en el país. (Lázaro, 2022)

Según **De la Torre (2022)** la transición energética y la utilización de energías renovables es el objetivo clave para mitigar el uso de energía de origen convencional y promover la gestión energética en las instituciones educativas. En este escenario, la implementación de un sistema de generación distribuida basado en tecnología solar fotovoltaica en la Universidad Politécnica Salesiana representa una solución eficiente para disminuir costos operativos, optimizar la red de distribución y contribuir a la sostenibilidad ambiental, la presente investigación se centra en el dimensionamiento e instalación de un sistema de energía solar fotovoltaica en el Bloque D, cumpliendo la normativa ARCERNNR-013/2021 de ARCONEL, De la Torre (2022) el propósito de este análisis es evaluar de qué manera la generación distribuida contribuye a la reducción del uso de energía convencional y promueve una mayor eficiencia energética en el entorno institucional, la investigación tiene una perspectiva aplicada, correlacional y cuantitativa, la investigación trata de la recopilación y análisis de datos sobre consumo energético, generación fotovoltaica y costos. Se adopta un enfoque no experimental y descriptivo, evaluando el impacto del sistema sin manipular variables, el diseño del sistema consideró una capacidad instalada menor a 100 kW, acorde a la normativa vigente. Se determinó que el Bloque D representa el 7.69% del consumo total de la universidad, con un ahorro mensual estimado de 69.06 USD, se calculó 37 paneles solares para cubrir la demanda de 12 kWh/día, considerando las pérdidas del inversor. La implementación permitirá optimizar costos, disminuir el uso de fuentes tradicionales de energía y promover la utilización de recursos renovables en las instalaciones del campus. De la Torre (2022) indica que, para asegurar el rendimiento óptimo del sistema fotovoltaico, se sugiere llevar a cabo análisis preliminares de radiación solar en el lugar previsto para su instalación, cumplir con la normativa de ARCONEL para asegurar la viabilidad del proyecto, evaluar el espacio

disponible y evitar sombras que reduzcan la eficiencia de los paneles, considerar factores climáticos como temperatura e irradiación. En conclusión, la instalación de paneles fotovoltaicos en la Universidad Politécnica Salesiana Campus Sur representa una oportunidad para mejorar la gestión energética, reducir costos e incentivar el uso de tecnologías de origen renovable, sirviendo como modelo de referencia para futuras iniciativas similares. (De la Torre, 2022)

Según **Arango (2022)** Latinoamérica encuentra obstáculos significativos en su camino hacia la adopción de energías renovables, derivados principalmente de normativas restrictivas, estructuras monopólicas y una limitada oferta de estímulos para fomentar el crecimiento de la generación distribuida. A pesar de que algunos países han logrado avances, persisten desafíos económicos, políticos y sociales que limitan el actuar de los usuarios finales sobre su consumo y generación de energía. Para lograr una mayor independencia y sostenibilidad energética, es necesario modernizar la infraestructura, flexibilizar regulaciones e impulsar políticas que fomenten la integración de energías limpias, la investigación busca evaluar la participación de los usuarios finales en la transición energética, analizando regulaciones, competencia y libertad de elección en distintos países de Latinoamérica. Para ello Arango (2022), plantea una metodología estructurada que incluye: i) Revisión del estado de avance en transición energética en países latinoamericanos, realizando un diagnóstico del estado actual y definiendo países clave para el análisis. ii) Formulación de un marco conceptual destinado a evaluar el nivel de autonomía en la toma de decisiones por parte de los usuarios finales dentro del sistema energético. iii) Evaluación del poder de decisión en cada país clave. iv) Entrevistas de validación con expertos y actores del sector energético. v) Elaboración de un ranking con los países de Latinoamérica sobre la capacidad de decisión de los usuarios en el mercado energético. La investigación es de carácter descriptivo correlacional, Con esto Arango (2022) obtiene como resultados que Uruguay y Costa Rica lideran la transición energética en Latinoamérica, debido a la diversidad de tarifas y opciones de remuneración para usuarios con generación distribuida. Chile también destaca en este aspecto. En contraste,

Paraguay y Perú presentan puntajes bajos, debido a la falta de regulaciones que permitan la participación de prosumidores. Colombia, aunque con avances en modelos centrados en el usuario, se encuentra en séptimo lugar debido a la ausencia de incentivos adicionales. (Arango, 2022)

Según **Pérez & Ortiz (2021)** las microrredes eléctricas son sistemas que integran generación y distribución de energía de manera eficiente y sostenible, permitiendo monitoreo y control en tiempo real. Estas pueden operar conectadas a la red o de forma aislada, utilizando fuentes como paneles solares y generadores diésel. En la ciudad de Guayaquil, el incremento sostenido de la demanda energética ha provocado dificultades en el funcionamiento del sistema eléctrico. Ante esta situación, la implementación de microrredes representa una alternativa factible para mejorar la estabilidad y eficiencia del suministro eléctrico. La presente investigación propone un enfoque metodológico heurístico que combina técnicas de agrupamiento mediante K-medias, árboles generadores mínimos y algoritmos de búsqueda exhaustiva, con el objetivo de optimizar la distribución de microrredes eléctricas híbridas y aisladas en dicha localidad. Se adopta un enfoque cuantitativo y descriptivo, analizando métodos de optimización y diseñando un algoritmo para minimizar costos y pérdidas en la electrificación. El método propuesto es innovador, escalable y de bajo costo computacional, permitiendo una gestión remota eficiente de la red. No obstante, se identifican ciertas limitaciones, como restricciones de recursos y alcance temporal, se recomienda: explorar algoritmos más eficientes para mejorar la optimización de redes eléctricas, integrar energías renovables en el modelo de microrredes y aplicar georreferenciación para mejorar la identificación de áreas óptimas para la infraestructura eléctrica. En conclusión, la implementación de microrredes optimizadas mediante heurísticas representa una solución viable para la distribución eficiente de energía en zonas rurales y aisladas, mejorando la sostenibilidad del sistema eléctrico en Guayaquil. (Pérez & Ortiz, 2021)

Según **Rojas et al. (2021)** el sistema actual de electricidad enfrenta retos significativos a nivel de sostenibilidad, operatividad y capacidad de expansión. El aumento

de la conciencia ambiental ha incentivado el avance de tecnologías de generación limpia, como la energía fotovoltaica y la eólica, lo cual ha fortalecido el enfoque hacia una integración energética más sostenible. Este enfoque busca modernizar la infraestructura eléctrica y fomentar regulaciones que garanticen un acceso sostenible a la energía. Por ello Rojas et al. (2021) indican que la Generación Distribuida (GD) surge como una solución clave, porque fomenta una diversificación en las fuentes de generación eléctrica, reduce el uso de combustibles fósiles y ayuda a elevar la calidad del suministro energético. Sin embargo, su implementación requiere regulaciones adecuadas para maximizar sus beneficios y minimizar algún efecto adverso en la red eléctrica. Utilizando herramientas como algoritmos de optimización y software especializado, la GD, junto con las redes inteligentes, representa el futuro del sector eléctrico, transformando el sistema centralizado hacia un modelo más eficiente. En el caso de Colombia, Rojas et al. (2021) identificaron oportunidades en energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa y geotermia, pero se requieren mejoras en el marco regulatorio e infraestructura, y aunque la Ley 1715[7] de 2014 promueve la Generación Distribuida, aún no existe un marco normativo claro para su integración efectiva al sistema eléctrico nacional, lo que dificulta evaluar su impacto y limita la inversión en el sector. Por ello, recomienda: i) Implementar programas piloto para evaluar la viabilidad de la GD, ii) desarrollar regulaciones accesibles y transparentes para facilitar su integración al sistema eléctrico, iii) Establecer incentivos económicos para atraer inversión en energías renovables. Con este estudio (Rojas y otros, 2021) buscan analizar costos, beneficios y barreras en la implementación de la Generación Distribuida, destacando la importancia de regulaciones adecuadas para lograr una transición energética efectiva y sostenible en Colombia y Latinoamérica. (Rojas y otros, 2021)

Según **León & Fernández (2021)** las empresas enfrentan altos costos eléctricos, que representan el 40% de sus gastos administrativos, además de cortes inesperados de energía en su zona industrial, además la empresa depende del uso grupos electrógenos,

[7] Ley 1715: Ley por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al SEIN.

que es una solución costosa y contaminante, lo que evidencia la necesidad de alternativas energéticas más sostenibles. Por lo que León & Fernández (2021) se plantean el desarrollo e implementación de un sistema fotovoltaico on-grid como una alternativa eficiente para mejorar el uso de la energía y reducir los costos operativos en las organizaciones. Este estudio es de tipo tecnológico y aplicado, orientado a resolver un problema concreto sin manipulación de variables, utilizando una metodología no experimental con enfoque cualitativo y cuantitativo para analizar su impacto. Como resultado el sistema propuesto consta de 34 paneles solares de 450 Wp[8], con una generación total de 27,322 kWh anuales, permitiendo disminuir en 35.8% en el costo de electricidad, además, el análisis financiero indica un retorno de inversión de 5.24 años, con un tiempo de utilización estimado de 20 años, con lo que demuestran su viabilidad económica y sostenibilidad. Además, León & Fernández (2021) recomiendan que, para fomentar la adopción de sistemas fotovoltaicos interconectados, se debe i) fomentar su implementación en los ámbitos residencial y comercial con el objetivo de disminuir los gastos energéticos y mitigar los efectos negativos en el medio ambiente, ii) optimizar la superficie destinada a la instalación de paneles, asegurando una exposición libre de interferencias solares y maximizando la eficiencia del sistema, mejorar la eficiencia energética mediante el reemplazo de equipos antiguos y la optimización del consumo eléctrico. Este estudio contribuye al análisis del uso de energía solar en la industria, proporcionando una solución adaptable a otras organizaciones que buscan optimizar gastos y avanzar hacia un modelo energético más sostenible.(León & Fernandez, 2021)

Según **Serna (2021)** en Perú, los costos de la cadena productiva de electricidad se ven reflejados en la tarifa eléctrica, siendo la distribución el factor de mayor variabilidad según la región y el sector. A medida que las tarifas aumentan, los usuarios tienen un mayor incentivo para generar su propia energía, adoptando el modelo de prosumer. Sin embargo, aunque la Generación Distribuida (GD) cuenta con reconocimiento legal, aún

[8] Wp: Watt pico.

carece de un marco regulatorio claro, lo que demanda esfuerzos técnicos, económicos y jurídicos para su correcta integración en el sistema eléctrico. Por ello Serna (2021) propone que para su implementación, es fundamental aprovechar la energía fotovoltaica y los avances tecnológicos, promoviendo una mayor eficiencia en el sector eléctrico, para ello realiza el análisis de opciones para incentivar la GD con tecnología solar; la opción 1 ofrece el mayor incentivo, alcanzando tasas que cubren casi la totalidad de la inversión y que benefician especialmente a regiones con alto recurso solar y tarifas elevadas, la opción 2, si bien es reconocida internacionalmente por su enfoque de remuneración fundamentado en el costo incremental de la energía, esta metodología presenta limitaciones en cuanto a la maximización del bienestar social y la inclusión activa de los usuarios como prosumidores. Así denota dos términos, el Net-Billing y el Net-Metering, que son incentivos para que los usuarios residenciales adopten la GD y según la evaluación de la regulación actual tenemos que, el Net-Metering permitiría alcanzar casi el 100% de cobertura, impulsando a los usuarios a convertirse en prosumidores, aunque podría afectar la sostenibilidad de las empresas distribuidoras y el Net-Billing garantizaría la estabilidad de las distribuidoras, pero no ofrecería un incentivo suficiente para los usuarios. En conclusión, el mecanismo de Net-Metering se perfila como la alternativa más adecuada para viabilizar la implementación de la GD solar en el contexto peruano. (Serna, 2021)

Según **Ríos (2019)** la norma ISO 50001, vigente desde el año 2011, busca mejorar el desempeño energético y fomentar un uso eficiente de la energía dentro de las organizaciones. No obstante, en el caso peruano, son pocas las compañías del sector minero que cuentan con esta certificación, lo cual refleja una escasa motivación para impulsar los Sistemas de Gestión de la Energía (SGE). Por ello, Ríos (2019) se cuestiona la viabilidad de implementar un sistema de gestión energética en el ámbito minero con el fin de reducir los costos operativos. Para abordar esta problemática, propone un modelo de gestión energética enfocado en el área de mantenimiento de una empresa minera, con el propósito de mejorar el consumo de energía y generar ahorros económicos. Su

propuesta de solución se fundamenta en los lineamientos de la norma ISO 50001[9], donde incluye, el diagnóstico del consumo energético y costos actuales del taller, la adopción de mejoras en el sistema de iluminación, como la adopción de tecnología LED[10], la evaluación del ahorro energético y cálculo del retorno de inversión (ROI), y dado que la empresa minera ya cuenta con experiencia en certificaciones ISO, la implementación de este sistema requiere únicamente ajustes en la documentación y capacitación del personal, sin necesidad de una inversión inicial elevada. Con ello obtiene que la implementación del SGE permitió un ahorro anual de $22,600.80, redujo el costo energético en un 58.9%, adopto iluminación LED que mejoró la eficiencia energética y la seguridad en el taller de camiones, el ROI estimado de la inversión fue de 5 años y la certificación bajo la norma ISO 50001 favoreció la mejora constante en el rendimiento energético. En conclusión, el estudio verificó que la inclusión de iniciativas de eficiencia energética dentro de la planificación de gestión minera contribuye significativamente a la reducción de costos operativos y la mitigación del impacto ambiental, presentándose como una opción factible y aplicable en distintas instalaciones que operan de manera continua. Recomienda que los proyectos mineros en etapa de ingeniería y construcción diseñen sus procesos con criterios de eficiencia energética, garantizando el cumplimiento normativo y contribuyendo al compromiso ambiental del país. (Rios, 2019)

Según **Alvarado & Matos (2019)** el acceso a la electricidad representa un recurso esencial para el funcionamiento diario de la sociedad y el impulso del desarrollo industrial en el Perú. Para garantizar su abastecimiento, la normativa eléctrica diferencia entre usuarios Regulados y usuarios Libres. Alvarado & Matos (2019) indican la importancia de los contratos de energía, Dentro del mercado eléctrico, estos contratos ofrecen a los Usuarios Libres la posibilidad de seleccionar su proveedor y acordar condiciones específicas, lo que favorece la reducción de costos y asegura un abastecimiento eficiente. Este estudio analiza los aspectos clave de estos contratos, proporcionando una guía

[9] ISO 50001: Norma Internacional que establece requisitos para gestionar la energía en una organización.
[10] LED: Diodo emisor de luz.

práctica para su comprensión y negociación, para ello, abordan, i) los principios fundamentales de la industria eléctrica, fundamentales para comprender la dinámica del mercado, ii) la normativa aplicable a los acuerdos contractuales de energía en el mercado libre, y iii) la estructura general del contrato, incluyendo sus cláusulas principales, objeto y condiciones de suministro, facturación y pagos, exclusividad y derechos del usuario, y mecanismos de resolución de controversias. Este estudio es de carácter descriptivo. Por lo que finalmente concluyen que comprender la estructura y regulación de los contratos de suministro eléctrico es esencial para negociar condiciones favorables y garantizar un suministro energético eficiente, esto contribuye a la estabilidad del sector industrial y fortalece el desarrollo del mercado eléctrico peruano. (Alvarado & Matos, 2019)

1.2 Identificación y descripción del problema de estudio:

Los altos costos de operación de las empresas representan un desafío económico, particularmente cuando su gestión no es eficiente. Según (Blackmore, 2010), la falta de reducción de costos y la no optimización en las distintas áreas de la empresa requieren un análisis detallado de los procesos. No obstante, numerosas organizaciones tienden a descuidar el control de estos costos, debido a limitaciones como el desconocimiento técnico para tomar decisiones informadas, la continua variación del marco regulatorio y la carencia de un análisis económico detallado sobre los costos y volúmenes vinculados a su operación comercial. Esto genera una brecha considerable que afecta el desarrollo financiero de las empresas.

En el contexto del sector educativo peruano, el gasto en electricidad representa un elemento clave que incide directamente en su sostenibilidad financiera. Estos costos están directamente relacionados con las tarifas eléctricas establecidas según el consumo de cada institución. A pesar del aumento en la demanda eléctrica, las tarifas han experimentado un aumento significativo con el paso del tiempo. Según (OSINERGMIN, 2025), el Perú ocupa el séptimo lugar en Sudamérica con las tarifas eléctricas reguladas más elevadas, lo que impacta en la gestión económica de las más de 68,957 instituciones educativas registradas en el censo del Ministerio de Educación (MINEDU, 2023).

Por esta razón las instituciones educativas están preocupadas en buscar estrategias para reducir estos costos, además, la falta de conocimiento técnico sobre estas opciones limita su implementación en muchas instituciones, obligándolas a depender exclusivamente del suministro convencional de electricidad o no contar con un suministro de electricidad, especialmente en zonas vulnerables. Esto impide la mejora de sus costos operativos y restringe su competitividad.

El problema de las fuentes alternativas de energía es que aún enfrentan múltiples barreras económicas y regulatorias. Una de las principales barreras económicas es la inversión inicial en nuevas fuentes de generación que sigue siendo elevada, como ejemplo, el estudio realizado por (León & Fernandez, 2021) determinó que la implementación de una planta solar fotovoltaica con una capacidad de 15.3 kWp requirió una inversión inicial de S/. 63,954, monto que para muchas instituciones resulta elevado para asumir este tipo de inversiones. Además, como barrera regulatoria se tiene que la falta de información sobre el mercado eléctrico limitando que las instituciones determinen y auditen correctamente sus tarifas de electricidad según su comportamiento de demanda, lo que genera ineficiencias operativas.

Finalmente, dentro de las principales limitaciones que afectan la adopción de fuentes energéticas en el sector educativo destacan: i) el cálculo inadecuado de los beneficios económicos de proyectos de eficiencia operativa y ii) la falta de asesoría técnica para los tomadores de decisión. Esta situación impide que las instituciones educativas accedan a tarifas competitivas y realicen inversiones en proyectos de gestión energética, limitando su sostenibilidad y competitividad en el tiempo.

1.3 Formulación del Problema:

1.3.1 Problema General:

- ¿Cómo impacta la integración de una planta solar fotovoltaica para autoconsumo y la negociación de tarifas de electricidad en la reducción de los costos de electricidad en instituciones educativas de Lima, Perú?

1.3.2 Problemas Específicos:

- ¿Cuál es el efecto de un adecuado dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica para autoconsumo en los costos de los componentes y suministros?
- ¿Cómo influye el cambio de condición de usuario regulado a libre en la obtención de una tarifa eléctrica competitiva?
- ¿Cómo impacta la falta de integración de soluciones energéticas en la evaluación de rentabilidad de proyectos de generación solar fotovoltaica en instituciones educativas?

1.4 Justificación e importancia de la investigación:

Este estudio se basa en los múltiples beneficios que generará para las instituciones educativas, abarcando aspectos energéticos, económicos y ambientales.

La generación distribuida brinda un gran beneficio para las instituciones educativas, por ejemplo, para (Matos & Vargas, 2024) el autoconsumo de electricidad provoca que los usuarios tomen parte activa del sistema eléctrico, generando y administrando su demanda eléctrica, abandonando de esta manera su rol pasivo, de estar abajo del ciclo productivo para transformarse en prosumidores[11], y debido a que en los últimos años ha habido una reducción de costos de inversión, se pueden implementar estos proyectos de autogeneración y así generar mejoras económicas en los usuarios, quienes a la vez se protegen de fluctuaciones en los precios del mercado eléctrico e incluso ahora pueden vender sus excedentes. Por esta razón, la presente tesis justifica su importancia dado que servirá como referencia para le elaboración, implementación y factibilidad de proyectos energéticos en el sector educación.

Por otro lado, los costos de electricidad se han elevado en gran proporción con el paso del tiempo, por ejemplo según datos de (OSINERGMIN, 2025) los costos de energía de usuarios residenciales con consumos mensuales mayores a 300 kW.h han alcanzado los valores de 181US$/MWh, esto posiciona al Perú en el puesto número de seis de tarifas más altas de la región Sudamericana, por ello, resulta fundamental seleccionar una tarifa

[11] Prosumidores: Es aquel usuario que tiene como rol el de productor como de consumidor a la vez.

eléctrica adecuada según el perfil de consumo, siendo relevante el anuncio del 'Reglamento del Mercado Libre de Electricidad' D.S. N° 022-2009-EM, el cual permite a las empresas con un consumo de potencia superior a 200 kW acceder a este mercado, puedan pertenecer al mercado libre de electricidad, el cual proporciona acuerdos de compra y venta de energía que representan una ventaja económica sostenida para los usuarios pertenecientes a este mercado. En este sentido, la relevancia del estudio radica en establecer una metodología práctica y eficiente para llevar a cabo procesos de licitación de energía en el mercado libre eléctrico, promoviendo su aplicación por parte de otros interesados que deseen replicar el caso analizado.

Finalmente, en el contexto internacional del cambio climático, Perú adoptó compromisos para reducir sus emisiones tras la firma del Acuerdo de París en 2015, por lo que (Gamio Aita, 2018) el país debe trabajar para una transición energética justa, de esa manera se impulsará la utilización de energías limpias como la fotovoltaica y eólica para lograr un crecimiento sustentable descentralizado.

En ese sentido, la presente tesis no solo adquiere relevancia por sus aportes técnicos, sino también por su carácter estratégico: ofrece una herramienta concreta para que las instituciones educativas puedan acceder a soluciones energéticas más eficientes, sostenibles y económicamente viables. Mediante la incorporación de aspectos técnicos, económicos y ambientales, esta investigación aspira a servir como una guía práctica para el diseño, implementación y análisis de proyectos de generación distribuida, fomentando un sistema energético más equitativo, descentralizado y en consonancia con los compromisos climáticos nacionales.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

- Reducir los costos de electricidad suministrados a instituciones educativas de Lima, Perú, mediante la integración de una planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución y la negociación de tarifas de electricidad.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Determinar el dimensionamiento adecuado de una planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución, con el fin de minimizar los costos de sus componentes y suministros.
- Determinar la viabilidad y beneficios económicos del cambio de condición de usuario regulado a usuario libre, con el fin de acceder a tarifas eléctricas competitivas.
- Evaluar la rentabilidad de proyectos de generación solar fotovoltaica, considerando la integración de soluciones energéticas complementarias.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Hipótesis General:

- La integración de soluciones energéticas, como una planta solar fotovoltaica para complemento de la red de distribución y la negociación de condiciones en el mercado libre de electricidad, permitirá reducir los costos de electricidad en instituciones educativas de Lima, Perú.

1.6.2 Hipótesis Específicos:

- La determinación de un adecuado dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución permitirá minimizar los costos sus componentes y suministros.
- La evaluación de la viabilidad y beneficios económicos del cambio de condición de usuario regulado a usuario libre permitirá acceder a tarifas eléctricas competitivas.
- La integración de soluciones energéticas complementarias en instituciones educativas permitirá mejorar los indicadores financieros de los proyectos de generación solar fotovoltaica complementarios a la red de distribución.

1.7 Variables y Operacionalización de Variables.

1.7.1 Operacionalización de Variables:

Tabla 1:
Matriz de operacionalización de variables, parte 1.

VARIABLE		SUBVARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	OPERACIONALIZACIÓN		ESCALA DE MEDICIÓN
					DIMENSIONES	INDICADORES	
DEPENDIENTE	COSTOS DE ELECTRICIDAD DE UNA INSTITUCIÓN EDUCACTIVA DE LIMA	1.FE: Costos por energía (US$). 2.FP: Costo por potencia (US$). 3.PCR: Costos de cargos regulados (US$).	**Tarifas Electricas:** 1.FE: La facturación por energía es el cálculo del monto a pagar o compensar por el consumo de electricidad según las tarifas establecidas por la compañía eléctrica o el regulador del mercado energético. 2.FP: La facturación por potencia es el cobro que realiza la compañía eléctrica en función de la potencia máxima demandada o contratada por un usuario. 3.PCR: La facturación por cargos regulados corresponde a los costos adicionales establecidos por los entes reguladores del sector eléctrico, que se incluyen en la tarifa de energía.	**Tarifas Electricas:** 1.FE: Se determina multiplicando la energía consumida por la tarifa aplicable según el contrato con la empresa distribuidora. 2.FP:Se calcula multiplicando la potencia máxima registrada (kW) o la potencia contratada por la tarifa establecida en la estructura de costos del proveedor eléctrico. 3.PCR: Se calcula sumando los distintos cargos regulados establecidos en la factura eléctrica, según las normativas vigentes.	**Tarifas Electricas:** 1.FE: Económica. 2.FP: Económica. 3.PCR: Económica.	**Indicadores económicos:** 1.Costo unitario de la energía producida (Cenergía): Permite realizar comparaciones con las tarifas disponibles en el mercado. $Cenergía = \frac{CAPEX + OPEX}{Produción\ de\ energía\ anual}$ 2.Costo Específico de Inversión (CEI): Permite comparar inversiones entre distintas tecnologías o proveedores. $CEI = \frac{CAPEX}{Potencia\ pico\ de\ generación}$ 3.Ahorro anual por cambio a cliente libre: Permite evaluar beneficios de la migración al mercado libre de electricidad. Indica qué parte del costo operativo está influenciada por la depreciación contable. $Ahorro = (\text{Tarifa regulada} - \text{Tarifa libre}) x \text{Energía consumida}$	**Indicadores económicos:** 1.Costo por unidad de energía generada (Cenergía): Dólares por kilo Watt hora, US$/kWh. 2.Costo Específico de Inversión (CEI): Dólares por kilo Wattt, US$/kW. 3.Ahorro anual por cambio a cliente libre: Dólares por año, US$/año.
		4.PoCo: Potencia coincidente (kW). 5.FA: Factor de actualización de precios (%). 6.PPM: Costo de Potencia de punta a nivel generación (S/./kW-mes). 7.PE: Costo de energía HP y HFP (US$/MWh).	4.PoCo: La potencia coincidente se refiere al requerimiento de potencia que ocurre simultáneamente entre varios usuarios o dispositivos en un momento determinado. 5.FA: El factor de actualización de precios es un índice que permite modificar los valores monetarios a lo largo del tiempo, tomando en cuenta variables como la inflación, el tipo de cambio u otros elementos que inciden en el costo de productos y servicios. 6.PPM: es el costo que los consumidores deben pagar por la potencia demandada durante los períodos de máxima carga en el sistema eléctrico. 7.PE: es el costo por unidad de electricidad consumida. Este precio puede incluir costos de generación, transmisión, distribución e impuestos.	4.PoCo: Se mide en kilovatios (kW) y se obtiene a partir de registros de demanda en medidores inteligentes o analizadores de redes eléctricas, considerando el instante en que varias cargas o usuarios alcanzan su máxima demanda simultáneamente. 5.FA: Se calcula mediante índices de inflación, tasas de ajuste establecidas por organismos financieros o fórmulas específicas según el contexto. 6.PPM: Se obtiene al multiplicar el valor de la demanda máxima registrada durante el horario de mayor consumo (kW) por la tarifa correspondiente fijada para dicho intervalo. 7.PE: Se obtiene a partir de facturas eléctricas, contratos de suministro o registros del mercado eléctrico, y varía según la estructura tarifaria aplicable.	4.PoCo: Técnica. 5.FA: Económica. 6.PPM: Económica. 7.PE: Económica.		

Nota: Elaboración propia

Tabla 2:
Matriz de operacionalización de variables, parte 2.

VARIABLE		SUBVARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	OPERACIONALIZACIÓN		ESCALA DE MEDICIÓN
					DIMENSIONES	INDICADORES	
INDEPENDIENTE	SISTEMA FOTOVOLTAICO SOLAR COMPLEMENTARIO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	1.PGP: Potencia de generación pico (kWp). 2.PRE: Producción de energía eléctrica.(MWh/año) 3.Capex (US$). 4.Opex (US$). 5.TIR (%). 6.VAN (US$). 7.PRI (AÑOS) 8.LCOE (US$/kWh).	1.PGP: Se refiere a la máxima capacidad de generación que puede alcanzar un sistema fotovoltaico bajo condiciones estándar de prueba (STC). 2.PE: Corresponde al proceso mediante el cual se transforma una fuente de energía primaria, como la radiación solar, en electricidad disponible para su uso. 3.Capex: es el gasto de capital que una empresa o proyecto debe realizar en la adquisición, mejora o mantenimiento de activos fijos a largo plazo. 4.Opex: es el gasto operativo asociado al mantenimiento y funcionamiento de un sistema o empresa. 5.TIR: Indicador financiero que expresa la tasa de rentabilidad interna de un proyecto, es decir, el porcentaje de descuento que iguala el valor actual de los ingresos futuros con la inversión inicial. 6.VAN: Es un parámetro financiero que refleja el valor presente neto de una inversión, calculado como la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados y el monto de la inversión inicial. 7.PRI: Tiempo estimado que se requiere para recuperar el capital invertido, utilizando los flujos de caja generados por el proyecto. 8.LCOE: Indicador económico que calcula el costo promedio por unidad de energía producida durante toda la vida útil del sistema generador.	1.PGP: La potencia pico global de un sistema solar se obtiene al sumar la potencia máxima nominal de cada uno de los módulos fotovoltaicos que componen el conjunto instalado. 2.PE: La producción de electricidad se determina registrando cuánta energía genera el sistema solar durante un tiempo específico, utilizando dispositivos de medición adecuados. 3.Capex: Se mide como la inversión inicial total en el proyecto, sumando los costos de equipos, instalación, permisos y otros gastos asociados. 4.Opex: Se mide como el costo total anual o periódico destinado a la operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico. 5.TIR: Se calcula iterativamente mediante la fórmula del VAN, igualando los ingresos y egresos a lo largo del tiempo hasta encontrar la tasa que anula el VAN. 6.VAN: Se calcula mediante una fórmula, que considera beneficios netos del periodo (BNt), la tasa de interés (i), la inversión inicial (Io) y la vida útil del proyecto (n). $VAN = -Io + \sum_{t=1}^{Vm} \frac{BN_t}{(1+i)^t}$ 7.PRI: Es el resultado de dividir el monto total de inversión inicial entre el flujo de caja anual proyectado, indicando en cuántos años se recupera lo invertido. $PRI = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de caja anual}}$ 8.LCOE: Se calcula mediante la fórmula: $LCOE = \frac{\sum(\text{Inversión inicial} + OPEX + \text{Costos de financiamiento})}{\sum \text{Energía generada}}$	1.PGP: Técnica. 2.PE: Técnica. 3.Capex: Económica. 4.Opex: Económica. 5.TIR: Financiera. 6.VAN: Financiera. 7.PRI: Financiera. 8.LCOE: Económica.	**Indicadores técnicos:** 1.Índice de Sobredimensionamiento del Inversor (ISinv): Indica si el inversor esta sobredimensionado o subdimensionado, con valores típicos entre 1.1 y 1.3, en algunos casos llega hasta 1.5 para mejorar producción en baja irradiancia. $ISinv = \frac{Potencia\ de\ paneles\ solares}{Potencia\ del\ inversor}$ 2.Factor de rendimiento (PR, Performance Ratio): Indica qué porcentaje de la energía teórica esperada realmente se genera con valores típicos entre 70% y 85%. $PR = \frac{Produción\ de\ energía}{Potencia\ pico\ de\ generación\ x\ Horas\ de\ sol}$ 3.Densidad de potencia: Evalúa cuánta potencia se instala por metro cuadrado de superficie disponible. $Densidad\ de\ potencia = \frac{Potencia\ instalada}{Área\ ocupada}$ **Indicadores Financieros:** 1.Índice de Recuperación de Inversión Energética (IRE): Representa el número de años requeridos para recuperar el monto invertido en el proyecto mediante los ingresos generados por la facturación energética. $IRE = \frac{Facturación\ por\ energía\ anual}{CAPEX}$ 2.Rentabilidad Ajustada (RA): Mide el nivel de beneficio obtenido del proyecto considerando el periodo necesario para recuperar la inversión inicial, proporcionando una visión temporal de la eficiencia económica. $RA = \frac{TIR}{PRI}$ 3.Depreciación como porcentaje del OPEX: Indica qué parte del costo operativo está influenciada por la depreciación contable. $D_{OPEX} = \frac{Depreciación\ anual}{OPEX} x100$	**Indicadores técnicos:** 1.Índice de Sobredimensionamiento del Inversor (ISinv): Adimensional. 2.Factor de rendimiento (PR, Performance Ratio): Porcentaje, %. 3.Densidad de potencia: Watts por metro cuadrado, W/m2. **Indicadores Financieros:** 1.Índice de Retorno sobre Inversión Energética (IRE): Años. 2.Rentabilidad Ajustada (RA): Porcentaje, %. 3.Depreciación como porcentaje del OPEX: Porcentaje, %
		9.PoPa: Potencia de Paneles(Wp). 10.PoIn: Potencia de Inversor (kW). 11.IR: Valores historicos de irradiación (kWh/m²). 12.CMO: Costos de Mano de obra (US$). 13.CME: Costos de materiales eléctricos (US$). 14.ACL: Ahorro de tarifa libre (US$). 15.Dp: Depreciación (US$/año).	9.PoPa: Hace referencia a la capacidad máxima de producción eléctrica de un panel solar, la cual depende de variables como el rendimiento de sus celdas fotovoltaicas, el área del panel y las condiciones ambientales bajo las que funciona. 10.PoIn: Representa el límite superior de conversión energética de un inversor, es decir, la cantidad máxima de corriente continua (DC) que puede transformar en corriente alterna (AC). 11.IR: Es la medida de la energía solar que incide sobre una superficie específica durante un determinado intervalo de tiempo. 12.CMO: Se refiere al gasto asociado con la contratación de personal técnico para las tareas de montaje, operación y mantenimiento de un sistema de generación solar. 13.CME: Engloba los costos relacionados con la compra de insumos eléctricos necesarios para montar y hacer funcionar una instalación fotovoltaica. 14.ACL: Se entiende como el ahorro económico que se logra al migrar del régimen tarifario regulado al mercado libre de electricidad, optimizando así el gasto en energía. 15.Dp: Es la disminución progresiva del valor de un bien o equipo a causa del uso continuo, el desgaste natural o el paso del tiempo..	9.PoPa: La potencia máxima de un panel solar se determina consultando los datos proporcionados por el fabricante o mediante pruebas realizadas bajo condiciones estándar (STC), las cuales incluyen una irradiancia de 1000 W/m², temperatura de celda de 25 °C y un espectro solar de masa de aire 1.5. 10.PoIn: Se determina a partir de la ficha técnica del fabricante del inversor, considerando su potencia nominal en kW o su eficiencia de conversión. 11.IR: Se mide con piranómetros, celas fotovoltaicas de referencia o estaciones meteorológicas. 12.CMO: Se calcula sumando los salarios y beneficios de los trabajadores involucrados en el proyecto, ya sea por horas trabajadas, contratos fijos o subcontrataciones. 13.CME: Se calcula sumando los costos unitarios de los materiales eléctricos requeridos según el diseño del sistema, basándose en cotizaciones de proveedores, facturas de compra y presupuestos del proyecto. 14.ACL: Se determina realizando una comparación entre los costos totales del suministro eléctrico bajo un régimen regulado frente a los del mercado libre, considerando elementos como tarifas contratadas, cargos por potencia, costos regulados y descuentos disponibles.. 15.Dp: Se calcula utilizando métodos contables como, línea recta o depreciación acelerada(permite deducciones fiscales más rápidas. $Depreciación\ anual = \frac{Costo\ inicial - Valor\ residual}{Vida\ útil}$	9.PoPa: Técnica. 10.PoIn: Técnica. 11.IR: Técnica. 12.CMO: Económica. 13.CME: Económica. 14.ACL: Económica. 15.Dp: Financiera.		

Nota: Elaboración propia

1.8 Metodología de la investigación.

1.8.1 Unidad de Análisis:

El estudio toma como unidad de análisis a una entidad educativa de gestión privada situada en el distrito de La Molina, en Lima, la cual posee una trayectoria institucional de más de 150 años.

1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación:

1.8.2.1 Tipo de Investigación:

La investigación que se plantea es de carácter **aplicado**, ya que tiene como propósito disminuir los costos de electricidad a través del diseño de una instalación solar fotovoltaica y el cambio al régimen de usuario libre.

1.8.2.2 Enfoque de Investigación:

El enfoque adoptado en este estudio, orientado a disminuir los gastos por consumo eléctrico mediante la implementación de energía solar fotovoltaica y el cambio al régimen de usuario libre en una institución educativa ubicada en Lima, Perú, será de naturaleza **cuantitativa**, considerando los siguientes lineamientos.

- Enfoque técnico
  - Diseño óptimo de la planta solar: tipos de paneles, selección de inversor, ubicación, materiales eléctricos.
  - Simulación de tarifa eléctrica libre.
  - Comparación de consumo eléctrico antes y después de la implementación de soluciones energéticas.
- Enfoque económico
  - Análisis de costos: inversión inicial, mantenimiento y retorno de inversión (ROI).
  - Evaluación de integración de ahorros económicos para aumentar rentabilidad.
  - Evaluación de últimos contratos de energía para conocer sobre el ahorro y beneficios de migrar a cliente libre.
- Enfoque ambiental y social

- Cálculo de reducción de emisiones de CO_2.
- Cálculo de equivalente a plantar árboles por año y a retirar vehículos del parque automotor por año.

1.8.2.3 Nivel de Investigación:

El presente estudio se enmarca en el nivel **descriptivo-explicativo**. Se considera descriptivo al permitir la identificación y caracterización de los elementos técnicos y económicos más relevantes de la energía solar fotovoltaica, así como de los aspectos normativos asociados al proceso de migración hacia la condición de usuario libre. A su vez, adquiere un carácter explicativo al examinar las causas y consecuencias relacionadas con la disminución de los costos eléctricos mediante la generación fotovoltaica y dicho cambio de régimen.

1.8.3 Diseño de la Investigación:

La investigación se basa en un diseño **no experimental**, con enfoque **correlacional** y de alcance **transversal**. En este caso, no se intervendrá directamente sobre las variables, sino que se procederá a observarlas y analizar los efectos derivados de la implementación de soluciones energéticas, como un sistema fotovoltaico de autoconsumo y la contratación de energía en el mercado libre, sobre la disminución de los costos por consumo eléctrico en una institución educativa ubicada en Lima, Perú.

La investigación se desarrollará en un momento específico del tiempo, razón por la cual se considera de corte transversal. Asimismo, se buscará identificar y analizar la conexión entre las variables independientes (soluciones energéticas implementadas) y la variable dependiente (costos de electricidad), permitiendo así evaluar el impacto técnico-económico de dichas soluciones sin intervenir directamente en el entorno de estudio.

1.8.4 Fuentes de Información:

Para llevar a cabo esta investigación, se utilizaron múltiples fuentes e instrumentos que aportan confiabilidad y fundamentación a los datos recopilados.

- Fuentes primarias: Son datos que se obtienen de manera directa de las páginas de instituciones relacionadas al sector eléctrico peruano, tales como:
  - COES, de donde se recopilaron datos sobre los costos marginales.
  - OSINERGMIN, que proporcionó información relevante sobre los contratos de energía libre, tarifas eléctricas internacionales, histórico de tarifas reguladas.
  - Empresas generadoras de energía, que ofrecieron propuestas comerciales para adjudicarse como suministrador de energía.
- Fuentes secundarias: Estas incluyen publicaciones académicas, informes técnicos, y bases de datos relacionados con la generación solar y la migración a usuario libre.
  - Artículos científicos y/o papers publicados por importantes Universidades de todo el mundo, documentos que sustentan el desarrollo de proyectos energéticos.
  - Libros y manuales de referencia sobre generación fotovoltaica y regulación del mercado eléctrico peruano.

1.8.5 Población y Muestra:

La investigación considera como población objetivo a las instituciones educativas en Perú cuyo consumo mensual de energía supera los 200 kWh de manera sostenida durante un año, y que están interesadas en adoptar soluciones para optimizar sus gastos energéticos.

La muestra seleccionada corresponde a una institución educativa situada en el distrito de La Molina, en Lima, caracterizada por un alto consumo mensual de electricidad, disponibilidad de áreas adecuadas para la instalación de paneles solares, y ubicación en una región con niveles elevados de irradiación solar.

1.8.6 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos:

- Técnicas de recolección de datos:

- Observación directa: Para registrar las condiciones físicas del lugar.
- Análisis de documentos: Para obtener datos históricos de consumo, y otros datos.
- Mediciones técnicas: Uso de herramientas de simulación solar.
- Consulta de bases de datos climatológicas: Para obtener información sobre la irradiación solar promedio.

- Instrumentos de recolección de datos:
  - Softwares especializados: Herramientas como POWER de Nasa, Meteonorm versión 8.0, Helioscope, fueron utilizados en el diseño de la planta fotovoltaica.
  - Matrices de datos: Se elaboraron matrices para organizar y sistematizar la información recopilada, clasificándola por tema de desarrollo de información y aporte a la presente investigación.

1.8.7 Análisis y Procesamiento de Datos:

Los datos históricos de consumo eléctrico fueron organizados en tablas con valores mensuales en kWh (energía), Soles (facturación), kW (potencia) durante el año 2024. Simultáneamente, se recopiló y estructuró la información referente a la radiación solar mensual promedio en el distrito de La Molina, utilizando como fuentes la base de datos POWER y el programa Meteonorm. Con la información obtenida, se simuló la generación energética anual del sistema propuesto usando Helioscope y se simulo la facturación con la tarifa libre de energía. Posteriormente, se contrastó esta generación con el consumo mensual de la institución, permitiendo estimar el porcentaje de cobertura y el ahorro económico mensual esperado.

Capitulo II. Marco teórico conceptual.

2.1 Bases Teóricas:

2.1.1 Marco teórico relacionado a la generación eléctrica solar

La energía solar, por su carácter renovable y su disponibilidad global, se considera una fuente energética accesible para todos. Asimismo, cumple una función esencial en la generación de otras fuentes energéticas, tales como la energía eólica, hidroeléctrica y mareomotriz, además de aquellas obtenidas a partir de la descomposición de materia orgánica, como la biomasa.(Sánchez y otros, 2017)

2.1.1.1 Energía solar fotovoltaica

Se basa en transformar directamente la radiación solar en energía eléctrica, sin requerir etapas intermedias de conversión. (Castejón & Santamaría, 2010).

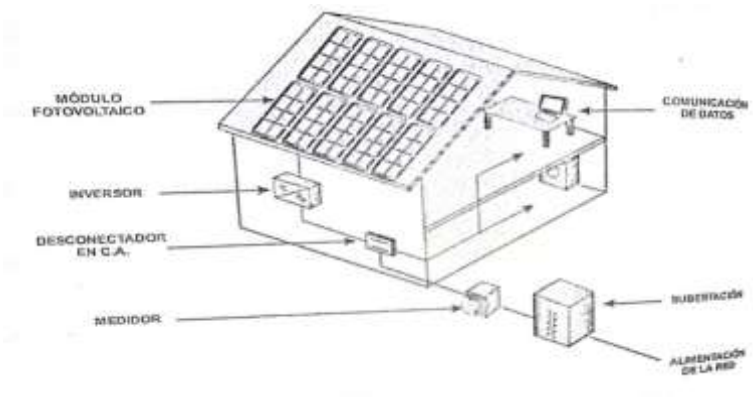
- Sistema solar fotovoltaico aislado (off-grid): Este tipo de instalación genera electricidad de manera independiente, sin conexión a la red pública, y emplea dispositivos de almacenamiento energético para abastecer la demanda durante los momentos en que la producción es insuficiente frente a la demanda. (Perpiñán Lamigueiro, 2020)

Figura 1
Instalación fotovoltaica aislada.

Nota: Imagen obtenida de la web Puigcercos (2025). https://www.puigcercos.com/energia-renovable/fotovoltaica/solar-aislada/

- Energía solar fotovoltaica conectada a la red (On-Grid): Está diseñado para generar electricidad en condiciones óptimas, permitiendo su inyección directa al sistema tradicional de distribución eléctrica. (Perpiñán Lamigueiro, 2020)

Figura 2
Instalación fotovoltaica on-grid



Nota: Imagen obtenida del libro de Enríquez Harper (2016).

- Energía solar fotovoltaica híbrida: Este tipo de sistema integra la generación solar con otra fuente energética complementaria. Suele implementarse para optimizar recursos energéticos locales o para garantizar un suministro eléctrico más estable y confiable. Su configuración varía según los dispositivos utilizados para gestionar la potencia requerida. (Ortega Mateos, 2015)

Figura 3
Instalación fotovoltaica híbrida.

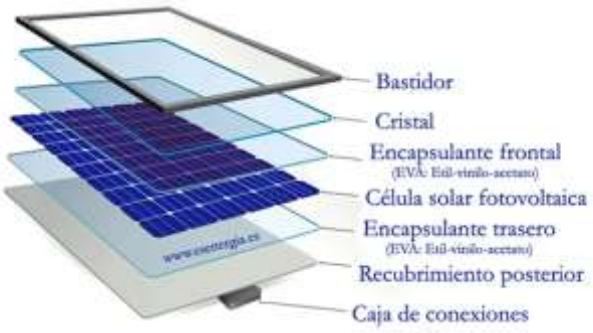
Nota: Imagen obtenida de la web Lumisolar (2025). https://www.lumisolar.pe/sistema-hibrido/

2.1.1.2 Componentes del Sistema Fotovoltaico

- Célula fotovoltaica: Es la parte fundamental de un sistema solar, encargado de transformar directamente la luz del sol en energía eléctrica utilizando el efecto

fotovoltaico. Su funcionamiento es comparable al de un diodo, con la cara tipo N expuesta a la radiación solar y la cara tipo P ubicada en la parte posterior o en sombra. Las conexiones eléctricas se establecen en ambas regiones: la superficie del lado P está completamente cubierta con metal, ya que no necesita exposición a la luz, mientras que en la parte N se utiliza un diseño metalizado en forma de peine, permitiendo así que los fotones alcancen el material semiconductor. (Díaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010)

Figura 4
Componentes de célula solar.



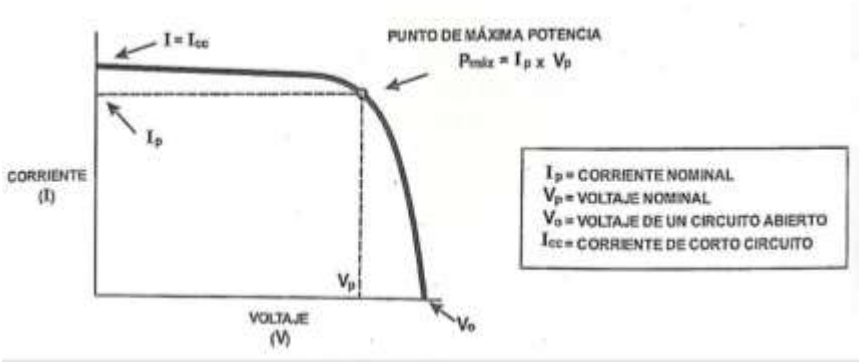
Nota: Imagen obtenida de la web Shutterstock (2025). https://www.shutterstock.com/image-vector/graph-showing-parts-solar-panel-renewable-576252928

La célula solar posee características eléctricas clave que deben ser comprendidas para evaluar su desempeño. Entre los parámetros que permiten evaluar la eficiencia de conversión de la luz solar en electricidad se incluyen el voltaje a circuito abierto, la corriente a circuito cerrado y la potencia máxima que puede generar el sistema las cuales se detallan de la siguiente manera. (Enríquez Harper, 2016)

- Corriente corto circuito (ICC): Corresponde a la máxima corriente que puede producir una célula solar, determinada al conectarla a un circuito sin resistencia (circuito en cortocircuito). Su valor depende de la irradiancia y del área de la célula, y suele expresarse como densidad de corriente (Amperios por centímetro cuadrado).
- Tensión a circuito abierto ($\boldsymbol{Vco}$): Es la tensión más alta ha producir por la célula, registrada cuando no existe una carga conectada al sistema.

- Máxima potencia generada ($\boldsymbol{Pmáx}$): Se refiere al punto de funcionamiento en el que el producto de la corriente Ip y el voltaje Vp es máximo. La eficiencia de conversión energética (η) se determina dividiendo esta potencia máxima entre la potencia de la radiación solar que incide sobre la célula P1.

Figura 5
Curva característica de un módulo fotovoltaico



Nota: Imagen obtenida del libro de Enríquez Harper (2016).

- Inversor: Dado que la célula solar actúa como un diodo al captar la radiación solar, es necesario un inversor para transformar la corriente continua generada en corriente alterna. Este equipo también se encarga de ajustar la forma de onda producida para que coincida con la de la red eléctrica, permitiendo su correcta conexión. Asimismo, incluye sistemas de protección destinados a preservar la calidad del suministro eléctrico y garantizar la seguridad tanto del sistema como de los usuarios. (Díaz Corcobado & Carmona Rubio, 2010)
- Estructura de soporte para paneles: De acuerdo con (Enríquez Harper, 2016) este elemento auxiliar del sistema fotovoltaico cumple una función esencial, ya que asegura la correcta y estable fijación de los paneles solares. En la mayoría de los casos, la elección del lugar de instalación y del tipo de estructura de soporte estará determinada por múltiples factores técnicos y las condiciones del entorno.

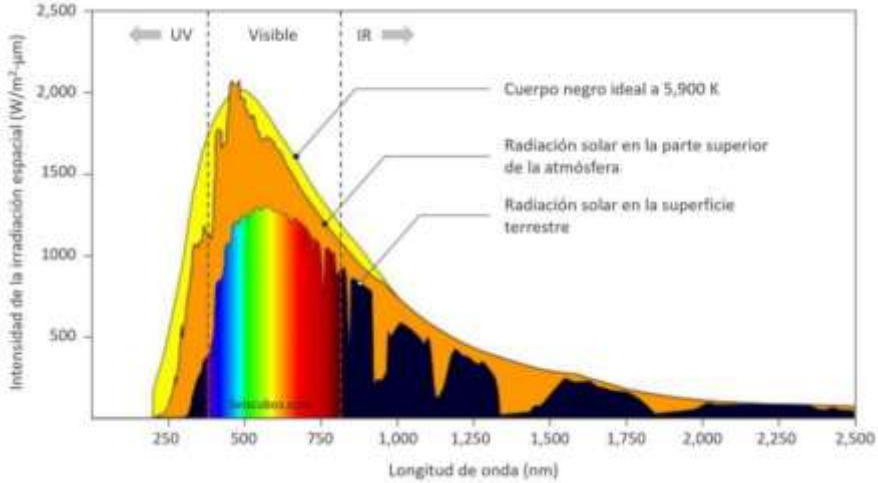
2.1.1.3 Módulos Fotovoltaicos

Con el fin de producir energía utilizable, las células solares se ensamblan en conjunto, dando lugar a lo que se conoce como un módulo fotovoltaico. Estas células deben

conectarse correctamente para garantizar que el conjunto opere bajo condiciones óptimas y sea compatible con los requerimientos energéticos y los equipos estándar disponibles en el mercado. Las células solares pueden interconectarse en configuración serie o paralelo, dependiendo de los requerimientos del diseño del sistema.(Enríquez Harper, 2016)

- Radiación solar: De acuerdo con (Castejón & Santamaría, 2010), la energía solar tiene su origen en las reacciones de fusión nuclear que se producen en el núcleo del Sol. Esta energía, conocida como radiación solar, se propaga a través de ondas electromagnéticas y llega a la atmósfera terrestre en forma de un espectro que abarca longitudes de onda desde aproximadamente 0.15 µm hasta 4 µm.

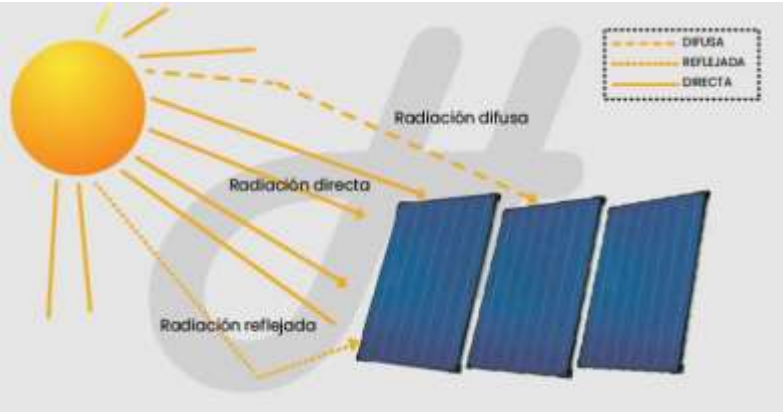
Figura 6:
Distribución espectral de la energía emitida por el Sol.



Nota: Imagen obtenida de la web Seiscubos (2023). *https://www.seiscubos.com/conocimiento/efecto-de-la-radiacion-solar-en-la-tierra*

La porción del espectro electromagnético comprendida entre 0.4 µm y 0.78 µm corresponde a la luz visible, comúnmente conocida como luz. Las radiaciones que se encuentran fuera de este rango no son perceptibles por el ojo humano: aquellas con tamaño de onda son menores a 0.4 µm se denominan radiación ultravioleta (UV), mientras que las que superan los 0.75 µm reciben el nombre de radiación infrarroja (IR). (Castejón & Santamaría, 2010)

Figura 7:
Clasificación de las formas de radiación que inciden sobre una superficie.



Nota: Imagen obtenida de la web Hydronik (2025). *https://hydronik.es/tipos-de-paneles-solares/*

- Tipologías de radiación solar en una superficie: La radiación solar que alcanza la superficie terrestre fluctúa constantemente, influenciada por elementos impredecibles como la nubosidad, así como por factores cíclicos y predecibles, entre ellos las estaciones del año y el ciclo día-noche, determinados por los movimientos de la Tierra. (Castejón & Santamaría, 2010). Se consideran tres tipos principales de radiación.
  - Radiación directa: corresponde a los rayos solares que llegan directamente desde el sol al receptor sin desviación.
  - Radiación difusa: es la radiación que proviene del cielo en su totalidad, excluyendo la luz directa del sol, y surge como resultado de la dispersión de los rayos solares en la atmósfera. Un ejemplo típico de este fenómeno se da en días completamente cubiertos, en los que únicamente se percibe este tipo de radiación.
  - Radiación reflejada o de albedo: es aquella que proviene de la reflexión del sol sobre superficies cercanas, como cuerpos de agua, edificaciones, terrenos o montañas, y que luego alcanza al receptor.

Según (Castejón & Santamaría, 2010), la radiación global corresponde a la combinación de estos tres tipos de radiación y refleja la cantidad total de energía solar que incide sobre una superficie. Este valor es esencial para llevar a cabo su evaluación y cuantificación.

- Efecto de la temperatura y la irradiancia sobre la curva I-V del módulo fotovoltaico: De acuerdo con (Borja Perez, 2020), la forma de la curva corriente-voltaje (I-V) de un panel solar, así como los valores presentes en su hoja técnica, están determinados bajo condiciones estándar de prueba (STC, por sus siglas en inglés). Estas condiciones de referencia comprenden:
  - Temperatura ambiental de 25°C
  - Irradiancia solar de 1000 W/m2
  - Masa de aire (Air Mass) igual a 1,5
- Efecto de la temperatura: Según (Borja Perez, 2020), la temperatura del entorno influye significativamente en el rendimiento del módulo fotovoltaico, siendo el voltaje el parámetro más afectado por el incremento térmico.

En zonas donde la radiación solar es elevada lo que en principio favorecería una mayor generación eléctrica también se registran temperaturas que pueden reducir considerablemente la eficiencia del sistema. Por ejemplo, en lugares donde la temperatura ambiente alcanza los 35 °C, la temperatura operativa del módulo puede ascender hasta los 70 °C, lo que provoca una caída notable en su desempeño. Las especificaciones técnicas de los paneles incluyen coeficientes que permiten cuantificar el efecto de la temperatura sobre cada parámetro eléctrico. (Borja Perez, 2020)

Además, para estimar adecuadamente el comportamiento del panel en condiciones reales, es necesario calcular su temperatura de operación, considerando al menos los valores extremos (máximos y mínimos) de temperatura ambiental en la zona escogida. (Borja Perez, 2020)

La fórmula siguiente es la aplicada para dicha estimación:

$$T_{célula}(°C) = T_{ambiente} + \frac{(NOTC - 20)}{800\left(\frac{W}{m^2}\right)}\ x\ G\left(\frac{W}{m^2}\right) \quad (1)$$

Donde:

- G representa el valor máximo de irradiancia en la zona de instalación, y por lo general se asume un valor estándar de 1000 W/m².
- NOTC (Temperatura Nominal de Operación de la Célula) es un valor técnico proporcionado por el fabricante en la ficha técnica del panel solar.

De acuerdo con (Borja Perez, 2020), una vez estimada la temperatura a la que operará la célula, resulta crucial calcular el voltaje en circuito abierto asociado a la temperatura mínima, así como la potencia correspondiente al punto de máxima generación (MPP), el voltaje en dicho punto y la corriente de cortocircuito considerando la temperatura más alta de funcionamiento del panel. Para estos cálculos, se aplicarán las fórmulas respectivas:

$$V_{OC}(T_{min}) = V_{OC-T_{STC}} + \beta\, X\, (T_{min} - 25°C) \quad (2)$$

$$V_{mpp}(T_{cell-max}) = V_{mpp-T_{STC}} + \beta\, X\, (T_{cell-max} - 25°C) \quad (3)$$

$$I_{cc}(T_{cell-max}) = I_{SC-T_{STC}} + \alpha\, X\, (T_{cell-max} - 25°C) \quad (4)$$

$$P_{mpp}(T_{cell-max}) = P_{mpp-T_{STC}} + \gamma\, X\, (T_{cell-max} - 25°C) \quad (5)$$

2.1.1.4 Horas Solar Pico

De acuerdo con (Sánchez y otros, 2017), en el ámbito del diseño de sistemas fotovoltaicos, se ha estandarizado una unidad particular para medir la irradiación solar. Esta unidad se basa en la condición en la que un panel plano orientado horizontalmente recibe aproximadamente 1,000 W/m² en un día claro, al nivel del mar y cuando el sol está en su punto más alto (cenit). Esta situación se define como un pico de irradiancia. Si esa intensidad se mantiene constante durante una hora, la energía recolectada se conoce como “hora solar pico” o simplemente “hora pico”, y se emplea como unidad de referencia para estimar la cantidad de energía solar disponible:

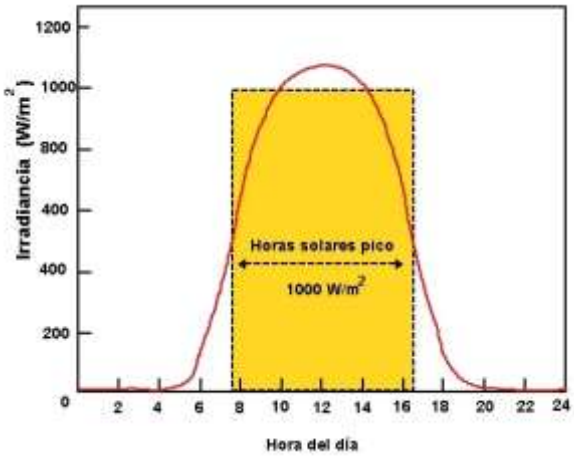
1 h-p = 1 hora-pico = 1,000 Wh/m2

De acuerdo con (Sánchez y otros, 2017), desde una perspectiva geométrica, el total de irradiación diaria puede representarse como el área bajo la curva que relaciona la irradiancia con el tiempo. Esta área es equivalente al área de un rectángulo cuya base

indica el número de horas durante las cuales se considera que el panel ha recibido una irradiancia constante de 1,000 W/m².

Siguiendo esta definición, se puede calcular el número de horas-pico dividiendo la irradiación diaria entre el valor máximo estándar de irradiancia (1,000 W/m²). Por ejemplo, si se registra una irradiación de 8.0 kWh/m² en un día, esto corresponde a 8 horas solares pico. Así, estas horas equivalen al tiempo en que el captador habría recibido una irradiancia continua en su valor máximo.

Figura 8:
Gráfico de hora solar pico.



Nota: Imagen obtenida de la web Eliseo Sebastian (2025). *https://eliseosebastian.com/watt-pico-significado-exacto/*

2.1.1.5 Orientación e Inclinación y Sombras

De acuerdo con (Castejón & Santamaría, 2010), la disposición y el ángulo de inclinación de los paneles solares, junto con cualquier elemento que pueda generar sombras sobre el sistema, deben mantenerse dentro de los límites aceptables indicados en la Tabla 5. Se contemplan tres configuraciones distintas para la instalación de los módulos, cada una con sus respectivos niveles estimados de pérdidas:

- Generador convencional: Instalación de módulos cuya única finalidad es la generación de electricidad.

- Integración arquitectónica: Para esta configuración, los paneles solares desarrollan doble funcionalidad, constructiva y energética, sustituyendo elementos tradicionales del edificio:
  - Revestimiento: Los paneles pasan a formar parte de la estructura del edificio.
  - Cerramiento: Los módulos actúan como cubierta o fachada exterior, proporcionando además aislamiento térmico y protección frente al agua.
  - Sombreado: El fin principal es proteger la edificación de la radiación solar directa, generando sombra en áreas como techos o fachadas.
- Montaje en superposición: Consiste en fijar los módulos de forma paralela a la envolvente del edificio, sin que estos cumplan funciones arquitectónicas adicionales. En este tipo de instalación no se permiten configuraciones completamente horizontales.

En todas estas modalidades, deben cumplirse tres criterios fundamentales: las pérdidas por orientación e inclinación, las pérdidas ocasionadas por sombras y el total de pérdidas combinadas, no deben superar los valores límite especificados en la Tabla 3, los cuales se basan en condiciones óptimas de funcionamiento.

Tabla 3:
Valores porcentuales límite de los niveles de perdida.

Tipo de instalación	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
Convencional	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración	40%	20%	50%

Nota: Imagen obtenida del libro de Castejón & Santamaría (2010).

2.1.1.6 Conexiones de Módulos Fotovoltaicos

De acuerdo con (Castejón & Santamaría, 2010), dependiendo de los requerimientos del sistema, se pueden emplear tres tipos de conexión entre los módulos fotovoltaicos:

- Conexión serie: Se utiliza cuando se desea incrementar el voltaje de generación.
- Conexión en paralelo: Permite aumentar la corriente de generación.

- Configuración en serie de paneles: Para este tipo de conexión, la corriente total de generación es equivalente a la corriente de un solo panel, mientras que el voltaje total se calcula multiplicando el voltaje de un panel por la cantidad de paneles interconectados en serie, según las siguientes expresiones.

$$I_G = I_M \tag{6}$$

Donde:

I_G: es la corriente total del generador (A)

I_M: es la corriente de un solo módulo (A)

$$U_G = N_S \, x \, U_M \tag{7}$$

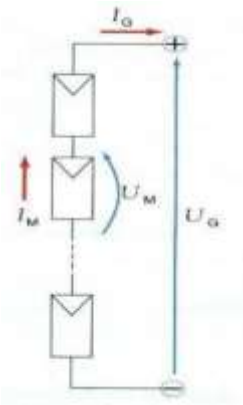
Donde:

NS: representa el número de módulos conectados en serie

UG: es el voltaje total del generador (V)

UM: es la tensión de un módulo individual (V)

Figura 9:
Conexión en serie de paneles solares.



Nota: Imagen obtenida del libro de Castejón & Santamaría (2010).

- Configuración en paralelo de paneles: De acuerdo con (Castejón & Santamaría, 2010), en una disposición en paralelo, el voltaje del generador se mantiene igual al de un solo panel, mientras que la corriente total se obtiene al multiplicar la corriente de un módulo por la cantidad total de módulos conectados en paralelo. Las fórmulas asociadas a esta configuración son las siguientes.

$$I_G = N_P \, x \, I_M \tag{8}$$

Donde:

IG: Corriente total del generador (A)

IM: Corriente de un solo módulo (A)

NP: Número de módulos conectados en paralelo

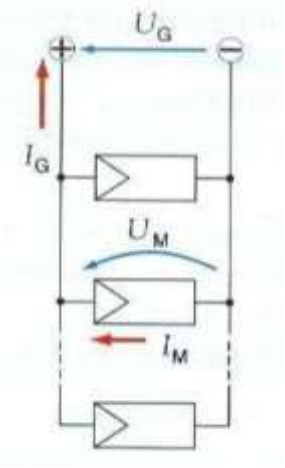
$$U_G = U_M \tag{9}$$

Donde:

UG: Voltaje del generador (V)

UM: Voltaje de un módulo individual (V)

Figura 10:
Conexión en paralelo de paneles solares.



Nota: Imagen obtenida del libro de Castejón & Santamaría (2010).

2.1.1.7 Hoja de Datos del Fabricante

Según lo expuesto por (Castejón & Santamaría, 2010), las hojas técnicas de los módulos fotovoltaicos deben incluir una serie de parámetros eléctricos específicos, definidos por la normativa UNE-EN 50380:2003. Los datos eléctricos que deben reportarse son los siguientes:

- Potencia máxima (***P***mmp): Es el punto de operación donde el panel entre corriente y voltaje alcanza su valor máximo. Este valor también se conoce como potencia pico.

- Voltaje de circuito abierto ($\boldsymbol{VCO}$): Es el valor de voltaje que alcanza el panel cuando no hay carga conectada, medido bajo condiciones específicas de irradiancia y temperatura.
- Corriente de cortocircuito ($\boldsymbol{ICC}$): Es la corriente que entrega el panel cuando sus terminales están conectados directamente entre sí (cortocircuito), también bajo condiciones definidas de temperatura e irradiancia.
- Voltaje para el momento de máxima potencia ($\boldsymbol{Vmpp}$): Es el voltaje que responde a la máxima potencia generada por el módulo.

Para (Castejón & Santamaría, 2010); estos parámetros deben ser determinados bajo dos entornos operativos distintos:

- Condiciones estándar de prueba (Standard Test Conditions – STC): Se definen por una irradiancia de 1000 W/m², una temperatura del módulo de 25 ± 2 °C y un espectro solar correspondiente a una masa de aire de 1.5 (AM 1.5).
- Temperatura nominal de operación de la célula (Nominal Operating Cell Temperature – NOCT): Estas condiciones suponen una irradiancia de 800 W/m² sobre el plano del módulo alineado al sol, una temperatura ambiente de 20 °C, una velocidad del viento de 1 m/s y el módulo operando en circuito abierto.

De acuerdo con (Castejón & Santamaría, 2010), también deben incluirse en la ficha técnica los parámetros térmicos siguientes:

- Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC) se refiere a la temperatura media que alcanzan las celdas solares de un módulo cuando están expuestas a condiciones estándar de referencia, entre ellas una irradiancia de 800 W/m², temperatura exterior de 20 °C, viento a 1 m/s, montaje en estructura abierta y orientación perpendicular a la radiación solar al mediodía.
- Coeficientes térmicos:
  - Coeficiente corriente – temperatura ($\propto$): Indica cuánto varía la corriente de cortocircuito por cada grado de variación en la temperatura de las células.

Puede expresarse en valores absolutos (mA/°C) o relativos (%/°C).

- Coeficiente de voltaje-temperatura (**β**): Indica la variación del voltaje en circuito abierto del panel fotovoltaico por cada incremento de un grado Celsius en la temperatura. Este valor se suele expresar en milivoltios por grado Celsius (mV/°C) o como un porcentaje por cada grado de cambio térmico.

2.1.1.8 Sotfware Helioscope

HelioScope es una herramienta de simulación de sistemas fotovoltaicos. Desarrollada por Folsom Labs, en San Francisco. Fue lanzada en 2014, y emplea los mismos cálculos matemáticos fundamentales que PVsyst para el modelado de energía. Sin embargo, a diferencia de este, HelioScope ofrece una interfaz gráfica de usuario más intuitiva, con integración con Google Earth y SketchUp, es compatible con cualquier sistema operativo y no requiere potentes capacidades de procesamiento. Gracias a su facilidad de uso, HelioScope es comúnmente utilizado como una herramienta de diseño en las etapas previas a la venta de proyectos solares.

HelioScope permite realizar evaluaciones de aéreas remotas, análisis de sombras, diseños preliminares del sistema y distribuciones de equipos, así como modelos iniciales de energía y finanzas, y propuestas automatizadas.

En proyectos residenciales, los análisis de sombras y los modelos energéticos generados son frecuentemente aceptados por las autoridades competentes y considerados adecuados para la financiación del proyecto.

2.1.1.9 Interconexión y Protecciones Eléctrica

El conjunto fotovoltaico suele operar con tensiones cercanas a los 1000 voltios. Para alcanzar la potencia requerida durante el proceso de dimensionamiento, es necesario interconectar múltiples paneles en serie y agruparlos en paralelo con otros conjuntos parecidos. Sin embargo, al aumentar la cantidad de paneles conectados en serie, surgen desafíos importantes, así como la variabilidad de corriente máxima generada por cada uno.

Es fundamental seleccionar cuidadosamente las células que componen cada módulo y clasificarlas en función de su capacidad de generación. Si una célula presenta una diferencia significativa respecto a las demás en cuanto a la corriente que puede producir, será esta la que limite el rendimiento del módulo completo. En sistemas con módulos conectados en serie, el que genere la menor corriente ante una misma irradiancia será el que determine el valor final de corriente del conjunto. (Enríquez Harper, 2016).

En cuanto a los dispositivos de protección, estos deben cumplir con ciertas condiciones específicas:

$$I_{B(corriente\ de\ utilización} \leq I_{B(corriente\ de\ utilización} \leq I_{B(corriente\ de\ utilización} \quad (10)$$

2.1.1.10 Evaluación de los Requerimientos de Inversión

Los costos iniciales de un proyecto deben estimarse considerando todos los recursos implicados. Esto incluye, entre otros elementos, los equipos, materiales, servicios, infraestructuras y posibles costos adicionales, como los financieros o aquellos destinados a cubrir imprevistos. Por ello, antes de realizar un análisis económico, resulta indispensable contar con una descripción detallada del proyecto. Solo una comprensión clara de sus características permitirá un cálculo aproximado de costos adecuado. (Campo Arranz y otros, 2014)

Existen dos categorías principales de análisis de inversión:

- Inversión inicial (CAPEX): Hace referencia al presupuesto total que debe desembolsarse para ejecutar y poner en marcha el proyecto en su totalidad.
- Costos de operación y mantenimiento (OPEX): Son los gastos periódicos, generalmente anuales, asociados a la operación y mantenimiento del producto o servicio resultante del proyecto. El OPEX puede calcularse mediante la siguiente fórmula.

$$OPEX = \sum_{1}^{t} \frac{(M_t + R_t)}{(1+r)^t} \quad (11)$$

Donde:

i: Tasa de interés

t: Tiempo (en años)

Mt: Coste anual de mantenimiento

Rt: Coste por reposición de equipos

2.1.1.11 Costo Nivelado de Energía (LCOE)

Es un indicador económico a largo plazo que facilita la comparación entre distintas tecnologías de generación eléctrica bajo parámetros financieros equivalentes. Este parámetro expresa el costo por kilovatio-hora (kWh) producido durante toda la vida útil del sistema, e incorpora elementos como la inversión inicial, los costos de operación, mantenimiento, financiamiento, así como las condiciones del mercado en el cual operará la planta. Según la Administración de Información de Energía (EIA), el LCOE representa el valor constante en dólares por unidad de energía que una instalación debe generar a lo largo de su vida útil para cubrir tanto su inversión como sus gastos operativos. (Trespalacios Carrasquilla y otros, 2017)

El cálculo del LCOE se realiza mediante la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{I_t + M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t}{(1+i)^t}} \tag{12}$$

Donde:

I_t: Inversión en el año t.

M_t: Costes de operación y mantenimiento en el año t.

E_t: Energía generada en el año t.

i: tasa de descuento

n: Vida útil del proyecto (en años)

Adicionalmente, la depreciación anual de los activos puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$Depreciación\ anual = \frac{Costo\ inicial - Valor\ residual}{Vida\ útil}$$

Este enfoque permite evaluar la viabilidad financiera de diferentes alternativas tecnológicas bajo condiciones comparables y con base en criterios objetivos.

2.1.1.12 Criterios de Inversión

- Valor actual neto (VAN): De acuerdo con (Arroyo Gordillo & Vásquez Rivas Plata, 2016), indica el valor presente de los beneficios netos que genera un proyecto, descontados utilizando el costo de oportunidad del capital (COK), y restando la inversión inicial efectuada en el periodo cero. Para su cálculo, se emplea la siguiente fórmula:

$$VAN = -Io + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{BN_t}{(1+i)^t} \tag{13}$$

Donde:

BNt: Beneficio neto en el periodo t.

i: Tasa de descuento o costo de oportunidad del capital.

Io: Inversión inicial (en el periodo cero)

n: Duración del proyecto (vida útil)

Es fundamental que los flujos de caja futuros mantengan una misma frecuencia temporal (mensual, trimestral o anual), y que la tasa de descuento esté ajustada a esa misma periodicidad.

- Interpretación del VAN: De acuerdo con (Arroyo Gordillo & Vásquez Rivas Plata, 2016), este indicador se interpreta de acuerdo al valor obtenido:
  - VAN (positivo). El proyecto es rentable y se recomienda llevarlo a cabo, ya que generará un rendimiento superior al costo de oportunidad.
  - VAN(Cero). La inversión no genera ni ganancias ni pérdidas netas, por lo que no hay preferencia entre realizar el proyecto o no.
  - VAN (negativo). El proyecto no resulta conveniente, ya que los beneficios no cubren el costo de oportunidad; por tanto, se desaconseja su ejecución.

- Tasa interna de retorno (TIR), es el valor porcentual que refleja la rentabilidad media que se espera obtener anualmente (o con la frecuencia definida en los flujos) sobre el costo inicial total del proyecto.

En otro caso inverso, cuando se trata de financiación, la TIR representa el costo medio del capital solicitado, en función del periodo considerado. (Arroyo Gordillo & Vásquez Rivas Plata, 2016)

Para su cálculo, se emplea la siguiente fórmula:

$$0 = -Io + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{BN_t}{(1+Tir)^t} \tag{14}$$

- Interpretación de la TIR: Se entiende como la tasa máxima de rendimiento que un inversor estaría dispuesto a aceptar al financiar un proyecto en su totalidad, garantizando la recuperación del capital invertido y los gastos vinculados, sin generar pérdidas. Un proyecto resulta rentable cuando la TIR supera el costo de oportunidad del capital. (Arroyo Gordillo & Vásquez Rivas Plata, 2016)

2.1.2 Marco teórico normativo

2.1.2.1 Estadística de operación eléctrica

2.1.2.1.1 Potencial de generación eléctrica:

En los últimos años, el mercado de generación eléctrica en Perú se ha vuelto más competitivo, debido a que la capacidad instalada ha crecido a un ritmo mayor que la demanda energética. En el ámbito nacional, la programación del despacho de energía está a cargo del COES, el cual prioriza criterios de eficiencia para la incorporación de energía adicional al sistema; es decir, se da preferencia a las unidades de generación que presentan un mejor rendimiento energético.

De acuerdo con los datos contenidos en el informe de operación anual del (COES, 2019), al finalizar el año 2019, la capacidad efectiva del SEIN alcanzó los 12,636.89 MW, reflejando un crecimiento respecto al año anterior. Este incremento se debe principalmente a la expansión de la infraestructura de generación basada en fuentes renovables, cuya

capacidad instalada aumentó de 555 MW en 2017 a 1,041 MW en 2019, en respuesta de la inclusión de nuevas plantas con tecnologías limpias.

En cuanto a la composición de la potencia efectiva total, las centrales térmicas (sin considerar aquellas que operan con bagazo y biogás) representaron el 54.2%, mientras que las centrales hidroeléctricas (incluyendo las clasificadas como renovables) abarcaron un 40.1%. Es importante destacar el crecimiento sostenido en la participación de centrales basadas en fuentes renovables no convencionales (RER), cuya contribución se elevó al 5.7% en 2019, frente al 3.1% registrado en 2017.

2.1.2.1.2 Demanda Energética

Según el informe del (COES, 2019), más del 50% de la potencia efectiva nacional proviene de centrales térmicas, siendo el gas natural extraído mayoritariamente del yacimiento de Camisea, el combustible dominante con un 62.2% de participación, seguido por el diésel con un 33.8%. El uso significativo del diésel se debe principalmente a su aplicación en centrales de reserva fría y en el nodo energético del sur del país.

En cuanto a la demanda eléctrica, se ha observado una tendencia de crecimiento constante en los últimos años, con una tasa promedio anual del 4.3% desde 2013, impulsada por el desarrollo de sectores como la minería y la manufactura. Por ejemplo, en marzo de 2019, la demanda máxima alcanzó los 6,990.7 MW, lo que representó un incremento del 1.5% respecto al mismo mes del 2018. En ese mes, los usuarios libres demandaron 3,611.6 MW, lo que equivale al 51.7% de la demanda máxima total acumulada.

Según el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el sistema eléctrico nacional ha logrado recuperar el margen de reserva que se había reducido en 2008, gracias al incremento en la capacidad de generación instalada. Esta expansión ha sido una medida adoptada en respuesta al aumento sostenido de la demanda energética.

En relación con el número de usuarios registrados hasta marzo de 2019, se contabilizaron 836 usuarios libres y 7,614,577 usuarios regulados. A pesar de ser una

minoría en número, los usuarios libres concentraron el 51.8% del total de energía vendida (en GWh) y el 34.9% del total facturado por ventas de energía.

2.1.2.1.3 Estructura del Sector

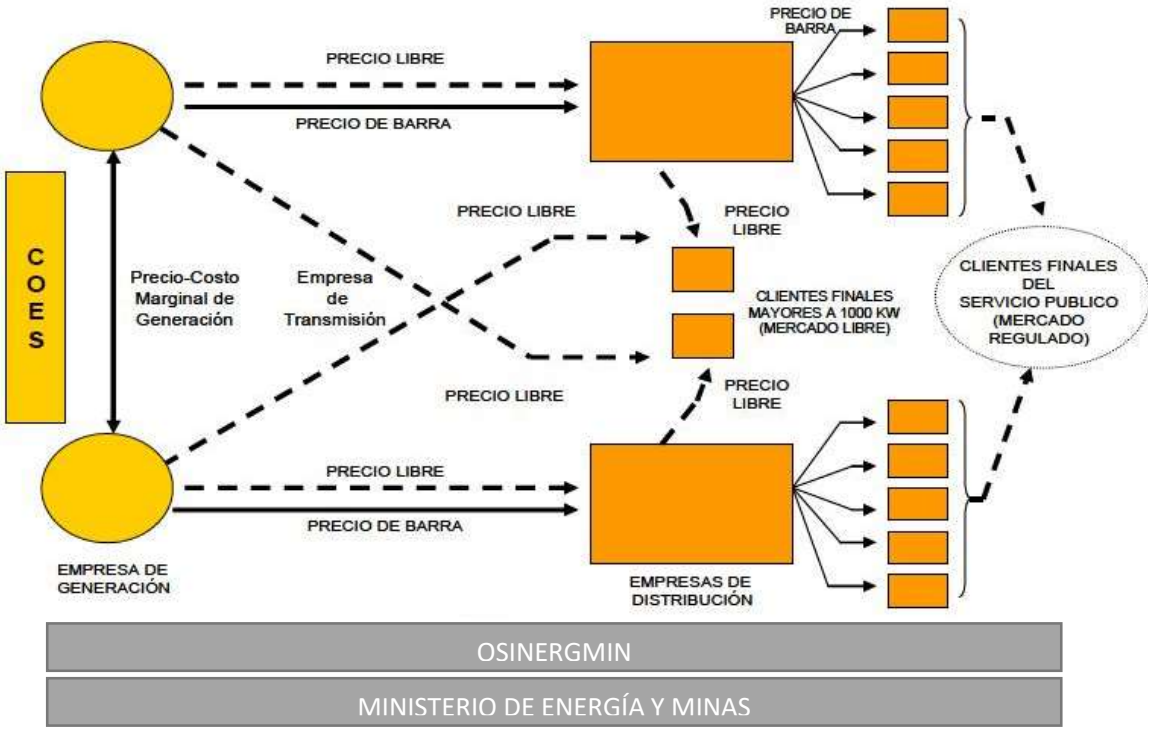
Antes de la reforma normativa llevada a cabo en 1992, el sistema eléctrico en el Perú funcionaba bajo un modelo verticalmente integrado, el cual presentaba diversos problemas estructurales, tales como niveles insuficientes de inversión, baja cobertura eléctrica, y frecuentes interrupciones en el suministro. Como respuesta a estos desafíos, se implementó una reorganización del sector, que implicó la separación de las etapas de la cadena productiva, la introducción de la competencia en ciertas actividades y la incorporación de capital privado.

Actualmente, el sector eléctrico peruano está conformado por diversos agentes con funciones específicas, tanto en el ámbito regulador y normativo como en la operación técnica del sistema:

- COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional): Entidad encargada de asegurar el funcionamiento seguro y eficiente del sistema eléctrico nacional, con el objetivo de reducir los costos operativos y mantener la confiabilidad del suministro eléctrico.
- OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería): Organismo estatal responsable de fiscalizar y normar el funcionamiento del mercado eléctrico, asegurando el respeto a los estándares técnicos, económicos y de seguridad establecidos.
- MINEM (Ministerio de Energía y Minas): Institución del Estado que diseña y evalúa las políticas energéticas nacionales, actuando como ente rector del sector.
- Generadoras eléctricas: Se encargan de producir energía eléctrica para abastecer la demanda del país.

- Empresas de transmisión eléctrica: Son responsables de transmitir la energía generada desde las plantas hasta los centros de distribución, utilizando para ello las redes del SEIN.
- Distribuidoras eléctricas: Tienen a su cargo el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales, conectando las subestaciones de distribución con los hogares, industrias y comercios.
- Clientes libres: Son aquellos usuarios que negocian directamente contratos de suministro eléctrico, eligiendo a su proveedor.
- Clientes regulados: Son los consumidores que están regidos a las tarifas reguladas por el ente regulador y reciben energía a través de las empresas distribuidoras.

Figura 11:
Configuración del mercado de electricidad en el Perú.



Nota: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía y Minas (2025).

2.1.2.1.4 Actividades Eléctricas

- Producción de electricidad: Esta etapa constituye el punto de partida en la cadena del sector eléctrico, donde se lleva a cabo la conversión de fuentes de energía primaria en electricidad, generalmente mediante el principio de inducción

electromagnética. Las fuentes primarias son aquellas que provienen directamente de la naturaleza sin procesos previos de transformación, a diferencia de las secundarias que surgen tras una conversión energética. Un aspecto relevante en esta fase es que, debido al alto volumen de demanda total, las economías de escala se alcanzan con rapidez, lo que impulsa la competencia entre generadores. Asimismo, la variedad de tecnologías en el parque de generación depende del tamaño del mercado, la disponibilidad y regularidad de los recursos primarios, así como de la evolución tecnológica. En una industria diversa, es común encontrar una combinación de tecnologías como plantas hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas y nucleares. En el caso peruano, el sistema eléctrico incluye centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y plantas de generación con recursos renovables. (OSINERGMIN, 2016)

- Transporte de electricidad: Esta fase corresponde al traslado de la energía eléctrica generada hacia las áreas de consumo, permitiendo un flujo bidireccional. Para reducir las pérdidas técnicas durante este proceso, se emplean niveles elevados de voltaje, como 500, 220 o 138 kilovoltios. La red de transmisión no solo comprende las líneas de alta tensión, sino también una variedad de infraestructuras complementarias, incluyendo subestaciones eléctricas, centros de monitoreo y control, equipos para la regulación de voltaje, y dispositivos de compensación de energía reactiva, todos esenciales para garantizar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema. (Dammert Lira y otros, 2013)

  La incorporación de energía y potencia eléctrica al sistema de transmisión principal se lleva a cabo a través de las plantas generadoras, las cuales emplean líneas de transmisión de menor jerarquía para conectarse con la red principal. Para minimizar las pérdidas energéticas, se requiere ajustar el nivel de tensión mediante transformadores, elevando el voltaje a valores superiores a los 100 kV, dependiendo de las necesidades operativas. Una vez que se alcanza el nivel adecuado de voltaje, en el caso del sistema eléctrico peruano, la energía se

transporta mediante líneas de alta tensión, comúnmente operando a 220 kV, hasta alcanzar las subestaciones eléctricas. En estas subestaciones, la energía es nuevamente transformada, esta vez reduciendo la tensión a niveles medios, generalmente entre 60 kV y 138 kV, Esto facilita la derivación de energía desde el Sistema de Transmisión Principal para abastecer las necesidades de los diversos usuarios conectados al sistema. (De la Cruz Sandoval & García Carpio, 2003)

- Sistema de transmisión garantizado. Es el grupo de instalaciones y recursos de transmisión eléctrica que son construidos en base al Plan de Transmisión. Este plan se elabora tomando en cuenta proyecciones de expansión del parque de generación, el crecimiento previsto de la demanda, y establece un cronograma de ejecución, así como los criterios de remuneración y compensación para las inversiones en infraestructura de transmisión. (Congreso de la Republica, 2006)
- Distribución eléctrica: La red de distribución es el canal mediante el cual se suministra energía eléctrica al consumidor final, partiendo desde una barra de salida del sistema de transmisión. Estas redes, ya sean aéreas o subterráneas, se organizan en secciones con diferentes niveles de tensión, dependiendo de la función que cumplen:
  - Redes de alta tensión, utilizadas principalmente en sistemas de subtransmisión, operan con voltajes superiores a 100 kV. En este tipo de red, la energía fluye en una sola dirección desde la red de transmisión principal hacia los centros de consumo, facilitando el abastecimiento energético a los diversos puntos de extracción del sistema.
  - Redes de media tensión. Funcionan con niveles de voltaje que varían entre 1 kV y 100 kV. Se emplean tanto para atender instalaciones industriales de alta demanda energética como para la distribución urbana de electricidad.
  - Redes de baja tensión. Estas redes suministran electricidad a los usuarios residenciales e industriales a través de voltajes entre 110-220 V para el uso doméstico y entre 500-600 V para el ámbito industrial. Se conectan desde

puntos cercanos de la red de media tensión, aunque el costo por kilovatio-hora (kWh) en esta etapa suele ser mayor que en los niveles de media tensión. (Dammert Lira y otros, 2013)

- Comercializador de energía eléctrica: El comercializador eléctrico es una figura intermediaria que facilita las operaciones entre generadores y consumidores finales. Este agente (ya sea una empresa o persona natural) no produce ni consume electricidad, sino que compra energía en el mercado libre para luego venderla a los consumidores finales, obteniendo beneficios económicos de la diferencia de precios entre ambos mercados. Este esquema supone que el precio de compra en el mercado mayorista es habitualmente inferior al precio de venta al usuario final, lo que sustenta la rentabilidad de su actividad. Además, el comercializador asume los riesgos asociados a la fluctuación de los precios en el mercado eléctrico.

En el contexto peruano, aunque exista competencia a nivel de generación eléctrica, aún no existe formalmente la figura del comercializador como agente independiente dentro del sistema energético. (Miranda Seminario & Alvarez Jara, 2015)

- Usuarios de energía eléctrica: Se define como usuario de energía a toda persona que se encuentre conectada a la red de suministro eléctrico. De acuerdo con la regulación peruana (OSINERGMIN, 1992), existen dos tipos de usuarios en función de la potencia máxima demandada: consumidores regulados y libres.

Según (OSINERGMIN, 2016), los derechos fundamentales de los usuarios eléctricos comprenden:

- Ser notificado previamente cuando la empresa eléctrica requiera realizar inspecciones al medidor.
- Acceder a un servicio eléctrico continuo, libre de interrupciones arbitrarias o variaciones anormales de voltaje.
- Obtener una compensación en la facturación si se produce un corte de energía mayor a cuatro horas sin previo aviso.

- Disfrutar de una correcta iluminación pública.
- Ser informado anticipadamente sobre interrupciones planificadas del servicio.
- Presentar reclamos y recibir atención adecuada en caso de disconformidad con el servicio brindado.
- Recibir de forma mensual y oportuna el recibo de electricidad, con cargos conforme a la tarifa aprobada por OSINERGMIN. (OSINERGMIN, 2016)

Asimismo, los deberes de los usuarios en relación con el uso de la energía eléctrica incluyen:

- Hacer uso del servicio únicamente si cuentan con la debida autorización de la empresa eléctrica.
- No realizar reventa de la energía suministrada.
- Evitar que personas no autorizadas manipulen el medidor o las conexiones externas del sistema eléctrico.
- Cumplir con el pago puntual del recibo de electricidad.
- Usar la energía de manera responsable y segura, con el fin de prevenir accidentes eléctricos.

2.1.2.2 Reglamento de Usuarios Libres

2.1.2.2.1 Condición de Usuario:

Según lo estipulado en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (García & Sánchez, 2009), la clasificación de los usuarios se determina en función de su demanda máxima anual. Los usuarios que consumen menos de 200 kW de potencia son considerados Usuarios Regulados. Si la demanda anual oscila entre más de 200 kW y menos de 2500 kW, el usuario puede optar por pertenecer al régimen Regulado o Libre. Por otro lado, si la demanda anual excede los 2500 kW, se les reconoce automáticamente como Usuarios Libres.

En cuanto a los requisitos y condiciones para realizar el cambio de régimen, este solo podrá efectuarse a solicitud expresa del usuario mediante una comunicación escrita, y será válido únicamente si se cumplen las siguientes disposiciones:

- El usuario deberá notificar por escrito a su proveedor actual su intención de modificar su condición con un mínimo de un año de anticipación al día que se pretende hacer efectivo el cambio.
- No se permitirá la migración si el usuario tiene deuda por falta de pago con su empresa suministradora actual.
- El consumidor debe tener la instrumentación de medición adecuada, con ello el cambio podrá ser implementado correctamente.
- Una vez efectuado el cambio de condición, el usuario deberá permanecer como mínimo tres (3) años bajo el nuevo régimen seleccionado.

2.1.2.3 Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (LCE)

2.1.2.3.1 Disposiciones Generales

Según lo dispuesto en la LCE (Ministerio de Energía y Minas, 2013), se establece un esquema de precios libres, mientras que las tarifas reguladas se rigen bajo un sistema de regulado por el estado. En los contratos de suministro eléctrico dirigido a Usuarios Libres, es obligatorio que se diferencien claramente los componentes de precio, separando los costos asociados a la generación, de los correspondientes a transmisión y distribución. Esta desagregación tarifaria busca facilitar la comparación objetiva entre las distintas ofertas del mercado.

2.1.2.3.2 Sistema de Precios de Electricidad

Se encuentran regidos por la regulación vigente, en los siguientes aspectos:

- La transferencia de energía y potencia entre empresas generadoras, cuya determinación está a cargo del COES.
- Los retiros de energía y potencia dentro del COES realizados tanto por las distribuidoras como por Usuarios Libres.
- Las peajes y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución.

- La transferencia de energía de generadores a distribuidores, salvo cuando estas se realicen mediante procesos de licitación pública destinados específicamente a ese propósito.
- Las ventas de energía a los usuarios del sistema.

2.1.2.3.3 Prestación del Servicio de Electricidad

Cualquier usuario que se encuentre en la concesión de una distribuidora tiene el derecho de ser abastecida de energía eléctrica por parte del concesionario correspondiente. En los casos en que se solicite un nuevo suministro o un aumento de potencia, el concesionario podrá requerir una aportación económica reembolsable como condición para financiar dicha ampliación.

En el evento de una interrupción total o parcial del servicio que supere las cuatro (04) horas consecutivas, el concesionario está obligado a compensar al usuario por el valor correspondiente a la energía y potencia no entregada durante ese período.

Asimismo, el concesionario tiene la facultad de realizar el corte inmediato del suministro sin notificación previa en las siguientes circunstancias:

- Cuando exista una deuda vencida de dos o más meses, ya sea por facturación o cuotas impagas.
- En casos donde se detecte uso no autorizado de energía eléctrica, es decir, sin contrato o sin permiso de la empresa concesionaria.
- Si las condiciones de las instalaciones eléctricas representan un peligro para los usuarios o sus inmuebles.

2.1.2.4 Tarifas Eléctricas

2.1.2.4.1 Estructura Tarifaria:

- Precio de la energía y potencia: El precio de electricidad por barra se obtiene como el resultado de sumar la tarifa de generación (que incluye los valores asociados a la energía generada y la potencia disponible) y los peajes correspondientes a la transmisión. Este enfoque está alineado con los principios del sistema

marginalista, que rigen el funcionamiento del mercado peruano. Para este modelo, los precios de generación se establecen con el fin de suplir la demanda al costo más bajo posible, utilizando como referencia los costos marginales auditados (es decir, los costos variables) de las plantas generadoras, así como los costos de inversión de aquellas que operan durante los momentos de mayor consumo. (Madrid Amaya, 2011)

- Precio básico de la energía: El cálculo del precio base de la energía se realiza mediante el Modelo de Optimización Perseo, el cual tiene como objetivo mejorar la operación de las plantas generadoras y mitigar la inestabilidad de los precios marginales. Este modelo ofrece una señal de precios más consistente a mediano plazo, al tomar en cuenta tanto los precios spot vigentes como las proyecciones a futuro.

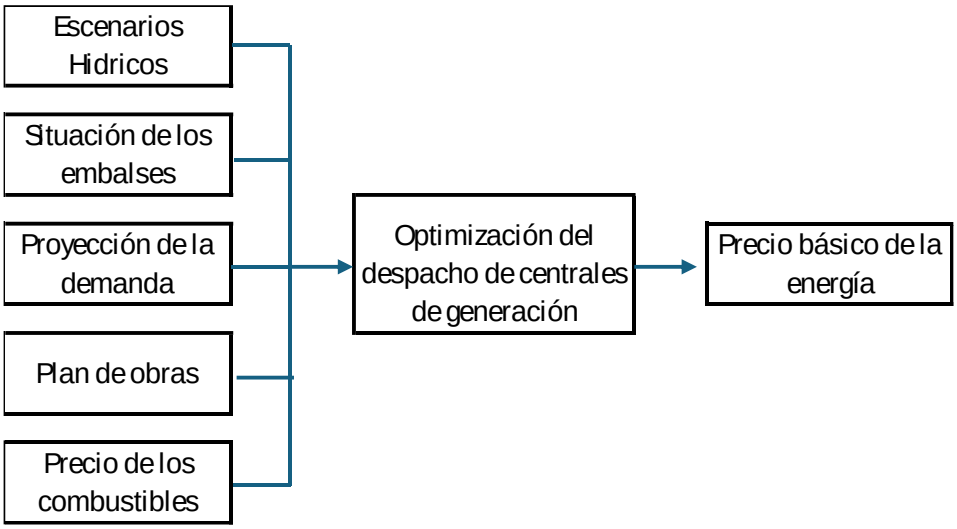
El modelo incorpora un conjunto amplio de variables, entre las cuales se destacan:

- Los costos operativos de las plantas termoeléctricas, los cuales dependen principalmente de la variación de precios de los combustibles.
- Las condiciones hidrológicas, que determinan la cantidad de energía que pueden generar las centrales hidroeléctricas.
- El nivel de los embalses, que incide directamente con la capacidad de generación eléctrica actual y proyectado de las hidroeléctricas.
- El precio del racionamiento llega a influir en la decisión de abastecer o no completamente la demanda, afectando así el comportamiento de los precios marginales.
- El cronograma de nuevas infraestructuras puede modificar el despacho de las plantas generadoras, excluyendo a aquellas con mayores costos variables.
- Las proyecciones de demanda permiten estimar cuánta energía será necesario producir, influyendo en el número y tipo de plantas que deben operar.

- La tasa de descuento impacta directamente en el cálculo del precio base de la energía. (Madrid Amaya, 2011)

Con todos estos elementos, se calcula el costo energético en los sectores horarios, a partir de los costos marginales y la demanda prevista. Posteriormente, estos valores se ponderan según el número de horas de cada bloque, obteniendo así el costo fundamental de la energía. (Madrid Amaya, 2011)

Figura 12:
Algoritmo para el precio.



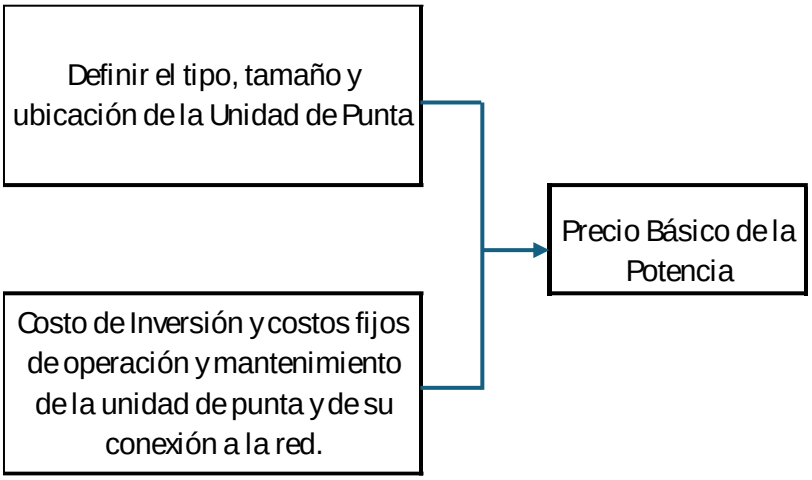
Nota: Imagen obtenida del libro de Álvarez Esquivel (2016).

- Precio base de la potencia: Este concepto corresponde a un pago que permite a las empresas generadoras recuperar una porción relevante de los costos vinculados tanto a la inversión en infraestructura como al mantenimiento de su capacidad operativa instalada. Su determinación se basa en la conversión a anualidades de la inversión requerida para la tecnología utilizada en la unidad marginal, es decir, la última central que entra en operación para cubrir los picos de demanda del SEIN.

En el marco regulatorio correspondiente al periodo 2013–2017, se estableció como "Máquina de Punta" de referencia una central turbogás alimentada con biodiésel, con una capacidad ISO de 200 MW, ubicada en la barra de generación Lima 220 kV (anteriormente llamada barra de Santa Rosa). Adicionalmente al cálculo de la

anualidad de inversión, también se debe considerar el costo fijo anual relacionado con las labores de operación y mantenimiento de estas plantas. (Madrid Amaya, 2011)

Figura 13:
Procedimiento para determinar el precio base de la potencia.



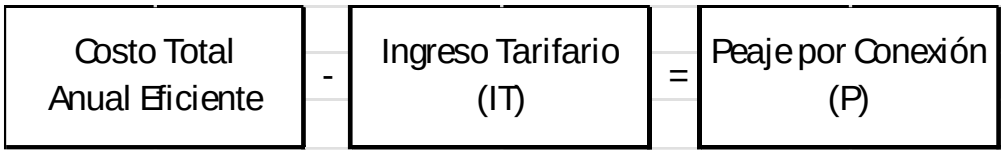
Nota: Imagen obtenida del libro de Álvarez Esquivel (2016).

- Peaje de transmisión: El MINEM tiene la responsabilidad de establecer tanto el sistema principal de transmisión como los sistemas secundarios correspondientes a cada sistema interconectado. El sistema principal facilita que los generadores puedan realizar transacciones de energía y potencia en cualquiera de las barras que lo integran. Por otro lado, los sistemas secundarios facilitan la conexión de los generadores al sistema principal, permitiéndoles también realizar transacciones en las distintas barras dentro de dichos sistemas. Aquellos generadores conectados directamente al sistema principal deben efectuar un pago mensual al propietario del sistema como compensación por los costos totales del servicio de transmisión. Esta retribución comprende tanto la anualidad relacionada con la inversión como los costos típicos de operación y mantenimiento de una infraestructura económicamente eficiente. Se divide en dos partes: el ingreso tarifario y el peaje de conexión. El ingreso tarifario se determina según la cantidad de energía y potencia que se entrega o retira en las barras, excluyendo el peaje. En cambio, el peaje de conexión representa la diferencia entre el costo total del sistema de

transmisión y el ingreso tarifario; su valor unitario se refiere a esa diferencia expresada por cada unidad de servicio. (Aliaga Bautista, 2008)

Dentro de este marco, el ingreso tarifario corresponde al monto que los generadores deben entregar a los operadores de transmisión, mientras que el peaje unitario es el valor que los usuarios finales deben abonar para cubrir en su totalidad los costos del servicio eléctrico. Adicionalmente, se contempla la Garantía por Red Principal de Camisea (GRP), un cargo por unidad que los usuarios deben pagar a los concesionarios de dicha red, con el fin de asegurar ingresos mínimos. Es importante señalar que, a medida que la demanda aumenta, el valor del peaje por conexión tiende a disminuir; del mismo modo, un mayor consumo de gas especialmente en plantas térmicas contribuye a reducir la GRP. Este esquema es actualizado cada año en el mes de mayo. (Aliaga Bautista, 2008)

Figura 14:
Determinación del costo por uso del sistema de transmisión.



Nota: Imagen obtenida del libro de Madrid Amaya (2011).

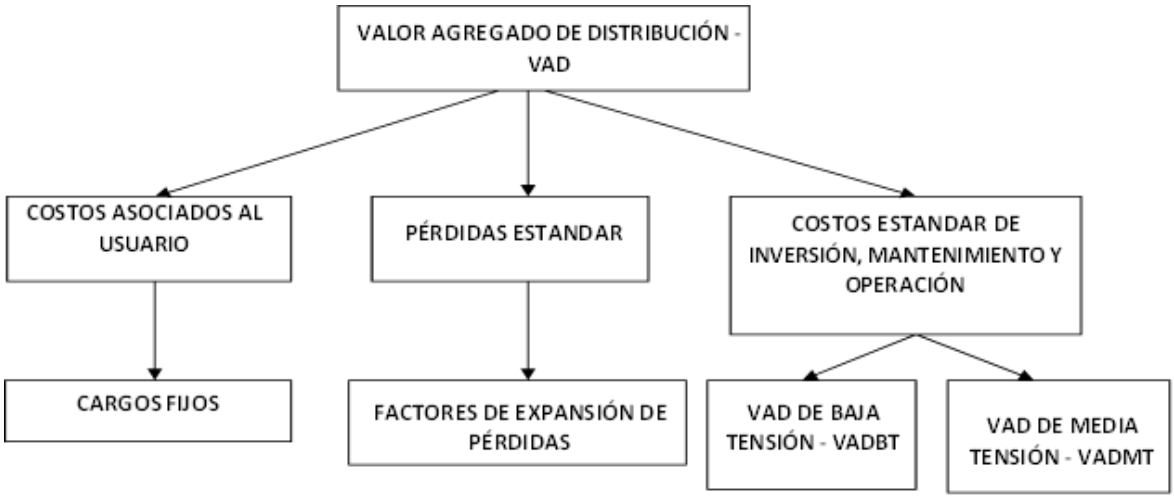
El Sistema Secundario de Transmisión (SST) es financiado por los usuarios que hacen uso del mismo, ya sea generadores o distribuidores, según lo establecido por su propia definición, que lo identifica como un sistema de transmisión con flujo de energía en un solo sentido. En consecuencia, la responsabilidad del pago recae en quienes hacen uso directo de este sistema. (Madrid Amaya, 2011)

- Valor agregado de distribución: Las tarifas aplicables a la distribución de electricidad se determinan en función del Valor Agregado de Distribución (VAD), conforme lo establece el Artículo 64° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). Este valor incluye varios elementos, entre los que se pueden mencionar principalmente los siguientes:
  - Costos vinculados al cliente, que no dependen del volumen de potencia o

energía que consuma.

- Cargos Fijos, que representan los costos administrativos por usuario, independientemente de su nivel de consumo energético. Estos cargos cubren actividades como la lectura de medidores, el procesamiento de datos, la emisión de recibos, su distribución y la gestión de cobros.
- Pérdidas técnicas estimadas de energía y potencia que ocurren en la red de distribución. Estas pérdidas, propias del funcionamiento del sistema eléctrico, se integran al proceso de determinación de tarifas a través de factores de expansión de pérdidas.
- Costos referenciales asociados a la inversión, operación y mantenimiento por cada unidad de potencia suministrada. Estos se calculan de forma diferenciada para los niveles de media tensión (VADMT) y baja tensión (VADBT). En términos generales, el Valor Agregado de Distribución representa el costo por unidad de potencia necesario para asegurar la entrega de electricidad desde el alimentador de media tensión en la subestación hasta el punto de consumo del usuario final. (Madrid Amaya, 2011)

Figura 15:
Esquema para determinar el valor agregado de distribución.



Nota: Imagen obtenida del libro de Madrid Amaya (2011).

2.1.2.4.2 Marco Tarifario del Mercado Libre:

Se describen a continuación las particularidades consideradas en la determinación de los elementos que forman la estructura tarifaria dentro del mercado libre.

Determinación del cobro por Energía Activa.

- Energía activa en horas fuera de punta (FEAHFP): La facturación correspondiente a la energía activa consumida en períodos de baja demanda se obtiene multiplicando el total de kilowatt-hora (kWh) utilizados en esas franjas horarias por el valor unitario establecido en el contrato firmado entre el usuario y el proveedor en el Mercado Libre.

$$FEAHFP = EAHFP\ x\ Precio\ Unitario\ EAHFP_M \tag{15}$$

FEAHFP = Facturación por energía activa fuera de punta.

EAHFP = Energía activa registrada en horas fuera de punta.

Precio Unitario $EAHFP_M$ = Precio del mercado libre para dicha energía fuera de punta.

- Energía activa en horas punta (FEAHP): Para el consumo registrado durante los momentos de mayor demanda del sistema, se utiliza la siguiente fórmula para estimar la facturación:

$$FEAHP = EAHP\ x\ Precio\ Unitario\ EAHP_M \tag{16}$$

FEAHFP = Facturación por energía activa en horas punta.

EAHFP = Energía activa consumida durante horas punta.

Precio Unitario EAHPM = Precio correspondiente a energía activa en HP del mercado libre.

- Cálculo del cargo por energía reactiva: Si la energía reactiva de tipo inductivo excede el 30% del total mensual de energía activa, dicho exceso será sujeto a facturación. El cobro se determina multiplicando el exceso identificado por el precio unitario establecido (en soles por kVAR.h).

$$EAR\ facturada = EAR\ leída - \left(0.3\ x\ (EAHFP + EAHP)\right) \tag{17}$$

$$FER\ facturada = ER\ facturada\ x\ Precio\ Unitario\ EAR\ facturada \tag{18}$$

FER facturada = Monto facturado por energía reactiva

EAR facturada = Exceso de energía reactiva facturada

EAR leída = Total mensual de energía reactiva medida.

- Determinación de cargos asociados a la potencia contratada.
  - Se estipulan valores específicos de potencia contratada diferenciados por franjas horarias: horas punta y horas fuera de punta. La siguiente nomenclatura es utilizada.

PCHP = Potencia contratada en horas punta.

PCHFP = Potencia contratada en horas fuera de punta.

MDHP = Demanda máxima registrada en horas punta.

MDHFP = Demanda máxima registrada en horas fuera de punta.

- Potencia contrada en horas punta: La facturación correspondiente se calcula aplicando el precio unitario a la demanda máxima durante las horas de mayor consumo (horas punta), siempre que dicha demanda no exceda la potencia contratada. Este precio se basa en las condiciones establecidas en el contrato, en referencia a los precios en barras de generación o puntos de suministro acordados entre proveedor y cliente.

$$FPCHP = MDHP\ x\ Precio\ Unitario\ PHP_M \tag{19}$$

Precio Unitario PHP_M= Precio por unidad de potencia en horas punta del mercado libre

- Exceso de potencia en horas fuera de punta: Para determinar si existe exceso en la potencia contratada durante las HFP, se utiliza la siguiente fórmula:

$$EPHFP = PCHFP - MDHP \tag{20}$$

Si el resultado es positivo, se factura el excedente. La facturación se realiza en base al precio unitario acordado contractualmente entre cliente y proveedor para las horas fuera de punta.

$$FEPCHFP = EPHFP\ x\ Precio\ Unitario\ EPHFP_M \tag{21}$$

Precio Unitario $EPHFP_M$ = Precio por unidad del exceso de potencia en HFP del mercado libre.

- Cobro por exceso de potencia medida en horas punta (EPMHP): En caso de que la demanda real en horas punta supere la potencia contratada, se aplica una penalización basada en la diferencia entre ambos valores.

$$EPMHP = Máxima\ Demanda\ HP - PCHP \tag{22}$$

La facturación correspondiente a este exceso es calculada mediante.

$$FEPMHP = EPMHP\ x\ Precio\ Unitario\ EPMHP_M \tag{23}$$

Precio unitario $EPMHP_M$ = Valor unitario aplicado al exceso de potencia registrado en HP según el acuerdo del Mercado Libre.

- Cálculo del cobro por exceso de potencia en horas fuera de punta (EPMHFP): Cuando la demanda máxima registrada en HFP supera la potencia contratada para ese mismo bloque horario, se genera un cargo adicional considerado como penalización. Esta diferencia se calcula con la siguiente fórmula:

$$EPMHFP = Máxima\ Demanda\ HFP - PCHFP \tag{24}$$

El valor de este exceso se factura mediante la fórmula.

$$FEPMHFP = EPMHFP\ x\ Precio\ Unitario\ EPMHFP_M \tag{25}$$

Precio unitario $EPMHP_M$ = Valor unitario pactado en el mercado libre para el exceso de potencia registrada en HFP.

- Cobro por uso del sistema de transmisión (peajes).
  - Peaje del sistema principal de transmisión (FPSPT): Este concepto se calcula sobre la base de la demanda máxima mensual durante las horas punta, considerando el valor del peaje de conexión regulado por OSINERGMIN. La fórmula empleada es:

$$FPSPT = Máxima\ Demanda\ Mensual\ en\ HP\ x\ PCSPT \tag{26}$$

PCSPT = Peaje de conexión al Sistema Principal de Transmisión

  - Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión: Este costo se

determina multiplicando la energía activa mensual por el valor del peaje específico:

$$FPSST = Energía\ Activa\ Total\ Mensual\ x\ PCSST \quad (27)$$

PCSST = Peaje de conexión al Sistema Secundario de Transmisión (según Resolución N° 129-2017 OS/CD).

- Cargos por distribución.
  - Cargo Comercial de Distribución (FCCD): Este monto es pactado libremente entre la empresa distribuidora y el cliente, y se basa en la demanda máxima mensual:

$$FCCD = Máxima\ Demanda\ Mensual\ x\ CCD \quad (28)$$

  - Valor Agregado de Distribución en Horas Punta (FVADHP): Este cargo regulado es calculado por OSINERGMIN y corresponde al valor de la demanda en horas punta:

$$FVADHP = Máxima\ Demanda\ HP\ x\ VADHP \quad (29)$$

  - Valor Agregado de Distribución en Horas Fuera de Punta (FVADHFP): Se calcula considerando la diferencia entre la demanda en horas fuera de punta y la registrada en horas punta, con su correspondiente tarifa regulada:

$$FVADHFP = (Demanda\ Máxima\ HFP - Demanda\ Máxima\ HP)x\ VADHFP \quad (30)$$

- Cálculo del Precio Medio de Mercado Libre (PML): El precio medio libre se estima mediante la siguiente expresión:

$$PML = \frac{(Fact.HP + Fact.ET)}{10\ ET} \quad (31)$$

Fact. HP = Monto facturado por potencia en horas punta en la barra de generación.

- Fact. ET = Monto facturado por el total de energía consumida

ET = Energía total registrada en el periodo analizado.

2.1.2.4.3 Marco Tarifario del Mercado Regulado:

De acuerdo con las disposiciones normativas aplicables al período 2013–2017, según la Resolución 206-2013-OS/CD, se contemplan los siguientes aspectos:

- Cálculo del cargo por energía activa.
  - Energía activa durante HFP: El monto correspondiente al consumo de energía activa en franjas horarias de baja demanda se determina multiplicando la energía consumida, expresada en kilovatios-hora (kWh), por el cargo unitario establecido contractualmente.

$$FEAHFP = EAHFP\ x\ Precio\ Unitario\ EAHFP \tag{32}$$

FEAHFP = Monto facturado por energía activa en horas fuera de punta.

EAHFP = Energía activa consumida en dicho periodo.

  - Energía activa durante horas punta: En el cálculo de este cargo no se consideran los domingos ni los feriados nacionales regulares o extraordinarios (siempre que se tenga la capacidad de programación previa en los equipos de medición). En caso de limitaciones, solo se tomarán en cuenta los feriados del calendario nacional ordinario y los domingos. El cobro por energía activa en horas de alta demanda se efectúa con la siguiente fórmula:

$$FEAHFP = EAHFP\ x\ Precio\ Unitario\ EAHFP \tag{33}$$

FEAHFP = Monto facturado por energía activa en horas punta.

EAHFP = Energía activa registrada en esas horas.

- Cargo por energía reactiva facturada: Este cargo se aplica únicamente cuando la energía reactiva inductiva excede el 30% del total de energía activa consumida durante el mes. El valor del exceso se multiplica por el costo unitario correspondiente, fijado en soles por kilovolt-amperio reactivo hora (S/. /kVAR·h).

Es relevante señalar que no está autorizado el envío de energía reactiva de tipo capacitivo mediante la red eléctrica. Si se identifica esta situación, la empresa distribuidora deberá coordinar con el usuario las acciones correctivas necesarias y los plazos para su ejecución. En caso de que no se corrija dentro del tiempo establecido, la distribuidora estará facultada para aplicar un cobro equivalente al

total de la energía capacitiva registrada, utilizando la misma tarifa establecida para la energía reactiva inductiva.

$$EAR\ facturada = FER\ facturada - (0.3\ x\ (EAHFP + EAHP) \quad (34)$$

$$ER\ facturada = ER\ leida\ x\ Precio\ Unitario\ EAR\ facturada \quad (35)$$

FER facturada = Total de energía reactiva registrada en el mes.

EAR facturada = Exceso de energía reactiva sujeto a cobro.

EAR leída = Facturación del exceso de energía reactiva.

- Cargo por potencia.
  - Grado de calificación: La empresa distribuidora asignará una categoría al usuario en función de cómo utiliza la potencia durante los periodos de mayor exigencia. El usuario será considerado como de alta demanda si el resultado de dividir su demanda media durante las horas pico entre su demanda máxima mensual es igual o superior a 0.5. En caso contrario, será clasificado en un nivel de menor aprovechamiento. La demanda promedio en HP se calcula como el resultado de dividir el total de energía consumida en esas horas entre la cantidad de horas punta consideradas para ese mes. Para este cálculo no se incluyen los domingos ni los feriados nacionales regulares o extraordinarios, siempre que el sistema de medición permita dicha programación.

$$G.C = \frac{EAHP\ mes}{Máxima\ demanda\ mes\ x\ Número\ de\ HP\ del\ mes} \quad (36)$$

  - Facturación por Potencia Activa Generada (FPAG): Una vez que el usuario ha sido categorizado, se procede a calcular el cargo por la generación de potencia activa. Este valor se obtiene al multiplicar la potencia activa registrada en el mes, expresada en kilovatios (kW), por el precio unitario establecido para este tipo de servicio. La potencia facturable será aquella correspondiente al mayor valor registrado durante el mes.

$$FPAG = PAG\ x\ Precio\ Unitario\ PAG \quad (37)$$

FPAG: Cargo por potencia activa generada

PAG: Potencia activa medida (kW)

- Facturación por uso de redes de distribución: Este componente refleja el monto por utilizar la infraestructura de distribución eléctrica. Para calcularlo, se multiplica la potencia activa determinada como "potencia variable" por el valor unitario correspondiente a este servicio, según las condiciones tarifarias específicas. Este recargo se aplica independientemente del nivel de consumo energético. La potencia variable se determina como el promedio de las dos mayores demandas mensuales registradas por el usuario en los últimos seis meses, incluyendo el mes en curso. En caso de que el historial de consumo del usuario sea inferior a seis meses, el cálculo se realizará considerando únicamente los meses disponibles.

$$FPAURD = PAURD\ x\ Precio\ Unitario\ PAURD \tag{38}$$

FPAURD: Facturación por uso de redes de distribución

PAURD: Potencia variable determinada por el historial de demanda del usuario

2.2 Marco Conceptual:

2.2.1 Efecto Fotovoltaico:

Puede definirse como la diferencia de potencial eléctrico (fuerza electromotriz) en los terminales de un dispositivo cuando este absorbe la luz solar. Si se conecta una carga a dicho dispositivo bajo estas condiciones, se genera una corriente eléctrica capaz de realizar trabajo útil. (Sánchez y otros, 2017).

- Silicio monocristalino: Estas celdas están compuestas por un único cristal de silicio altamente purificado. Esta tecnología presenta eficiencias en torno al 17% y es una de las más consolidadas en el mercado, lo que le otorga una alta confiabilidad. Por esta razón, algunos fabricantes ofrecen garantías de hasta 25 años.
- Silicio policristalino: Estas celdas están formadas por múltiples cristales de silicio, lo que genera la mitigación de costos de fabricación. Aunque su rendimiento es ligeramente inferior al de las celdas monocristalinas, pueden alcanzar eficiencias

de hasta el 15%. La garantía suele extenderse hasta 20 años, dependiendo del fabricante.

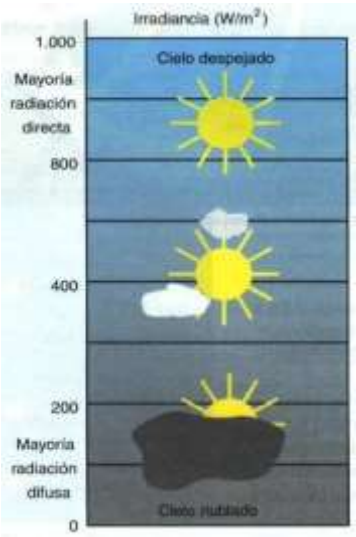
- Silicio amorfo: A diferencia de las anteriores, el silicio amorfo no presenta una estructura cristalina ordenada. Sus átomos están dispuestos de manera irregular, lo que lo distingue de los materiales cristalinos. En los últimos años, la tecnología basada en este tipo de silicio ha evolucionado notablemente, mejorando su rendimiento y aplicaciones en el ámbito fotovoltaico.

2.2.2 Irradiancia:

Es la cantidad de potencia radiante emitida por unidad de área, y permite cuantificar la intensidad de la radiación solar. Esta magnitud se expresa comúnmente en watts por metro cuadrado (W/m²).

El Sol genera una irradiancia aproximada de $6{,}35 \times 10^7$ W/m², pero únicamente una porción muy reducida de esta energía logra atravesar la atmósfera terrestre. Fuera de la atmósfera, en el espacio exterior, la radiación solar que alcanza la atmósfera terrestre tiene un valor aproximado de 1,367 W/m². Este valor se conoce como la constante solar (B_0), y corresponde a la radiación solar recibida cuando el planeta se halla a una unidad astronómica (1 ua) de distancia del Sol. (Castejón & Santamaría, 2010).

Figura 16:
Gráfico de irradiancia sobre la superficie terrestre.



Nota: Imagen obtenida del libro de Castrejón & Santamaría (2010).

2.2.3 Irradiación:

La irradiación se refiere a la suma o acumulación de valores de irradiancia registrados durante un intervalo de tiempo específico. Corresponde a la energía solar total captada por unidad de superficie durante un intervalo de tiempo específico. Usualmente se expresa en julios por metro cuadrado (J/m^2) y puede representarse en función del periodo de análisis, ya sea por hora, día, semana, mes o año. (Castejón & Santamaría, 2010)

2.2.4 Bloque Horario:

Se definen como franjas horarias en las que los costos de producción de energía presentan valores semejantes, establecidos con base en las condiciones técnicas y económicas propias del sistema eléctrico. (OSINERGMIN, 2005)

2.2.5 Usuario Libre:

De acuerdo con (García & Sánchez, 2009), se considera usuario a cualquier consumidor final de energía eléctrica ubicado en el territorio peruano. Asimismo, el término usuario libre hace referencia a aquellos consumidores conectados al SEIN que no están sujetos a tarifas reguladas por la energía o potencia que demandan.

2.2.6 Potencia Coincidente:

De acuerdo con (OSINERGMIN, 2005), la potencia máxima coincidente o simultánea con el SEIN se refiere al valor de demanda de un cliente registrado en el instante en que ocurre el pico de demanda máxima del SEIN durante un mes específico.

Capitulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

En esta investigación de tesis se ha considerado tres (03) propósitos asociados a los objetivos secundarios con el fin de dar solución al problema planteados. Además, para cada propósito se plantearon sus respectivas actividades de desarrollo. Se han definido siete (07) actividades que determinan, dimensionan, identifican, desarrollan y evalúan los temas relevantes para lograr validar la hipótesis de investigación. Luego, para cada actividad se plantearon sus respectivas tareas de ejecución. En el presente trabajo de tesis se han considerado dieciséis (16) tareas.

3.1 Evaluar los costos de los componentes de una planta solar fotovoltaica para autoconsumo mediante su adecuado dimensionamiento.

A continuación, se muestra el desarrollo de las dos actividades.

3.1.1 Identificación de la demanda actual de electricidad y potencial solar.

3.1.1.1 Identificación de la demanda actual de electricidad:

Para identificar la demanda eléctrica de la institución educativa, se analizaron los registros de consumo energético contenidos en las facturas de electricidad correspondientes al año 2024 (ver Anexo D: “Recibos de electricidad”). Dichas facturas proporcionan información detallada sobre el consumo en HP y en HFP, así como los importes facturados mensualmente.

La evaluación de estos datos permitió identificar el perfil de carga de la institución, considerando tanto la distribución horaria del consumo como la evolución mensual de la demanda. A partir de este análisis, se construyó la Tabla N.º 4, en la que se consignan los valores de energía consumida en HP y HFP, el consumo total mensual y los respectivos montos facturados.

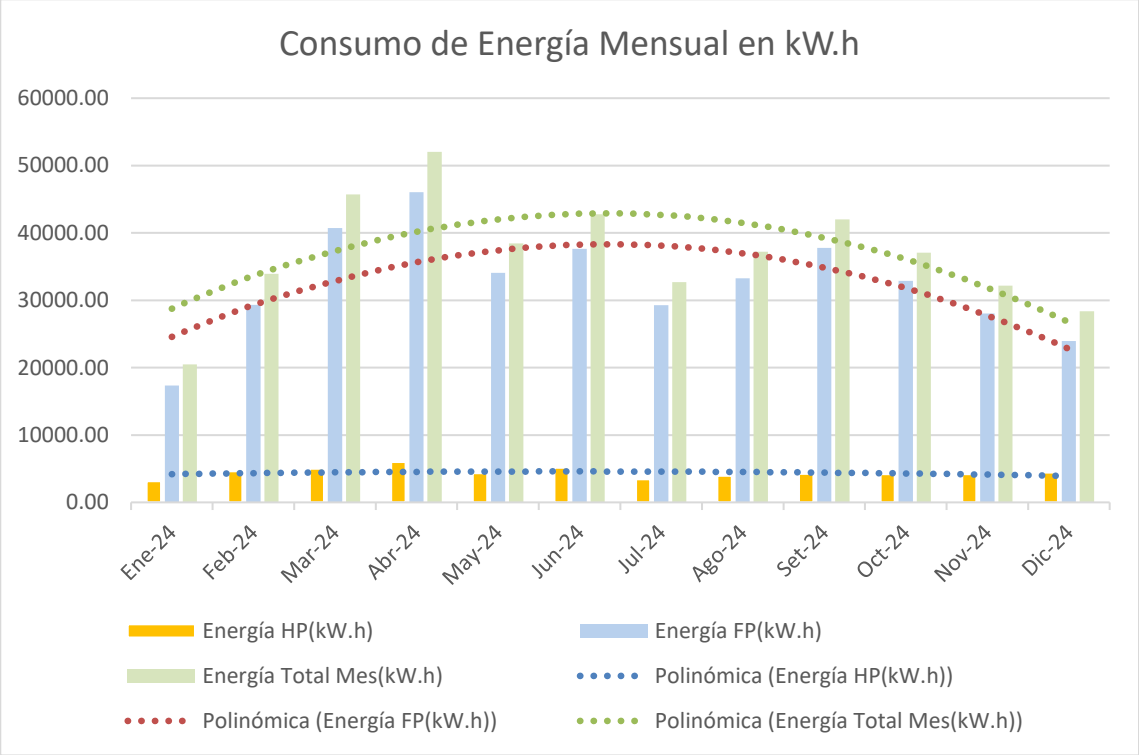
Tabla 4:
Histórico de consumo de energía y monto de facturación de electricidad

Mes	Energía HP(kW.h)	Energía FP(kW.h)	Energía Total Mes(kW.h)	Monto (S/.)
Ene-24	3120.00	17340.00	20460.00	S/ 14,230.24
Feb-24	4596.00	29312.00	33908.00	S/ 21,176.77
Mar-24	4988.00	40712.00	45700.00	S/ 25,653.36
Abr-24	5988.00	46068.00	52056.00	S/ 30,819.32
May-24	4340.00	34088.00	38428.00	S/ 24,148.26
Jun-24	5132.00	37644.00	42776.00	S/ 27,697.94
Jul-24	3428.00	29252.00	32680.00	S/ 21,809.54
Ago-24	3940.00	33256.00	37196.00	S/ 24,010.59
Set-24	4224.00	37768.00	41992.00	S/ 24,061.32
Oct-24	4200.00	32876.00	37076.00	S/ 21,609.05
Nov-24	4172.00	28016.00	32188.00	S/ 22,065.25
Dic-24	4424.00	23940.00	28364.00	S/ 22,161.41
TOTAL ANUAL	**52552.00**	**390272.00**	**442824.00**	**S/ 279,443.05**
PROMEDIO	**4379.33**	**32522.67**	**36902.00**	**S/ 23,286.92**

Nota: Elaboración propia con datos de las facturas eléctricas (2024).

A partir de la información técnica contenida en las facturas de electricidad (ver Anexo D: “Recibos de electricidad”), se identifica que la institución educativa cuenta con la tarifa en media tensión regulada MT2. El voltaje de conexión es de 10 kV, y el instrumento de medición implementado es un medidor trifásico electrónico de tres hilos. Asimismo, se registra una potencia contratada de 250 kW.

Figura 17:
Gráfico de consumo de energía y tendencia de consumo



Nota: Elaboración propia con datos de las facturas eléctricas (2024).

Del análisis de la Figura N.º 17, se observa que las curvas de tendencia correspondientes al consumo energético en horario punta (HP) presentan una variación mínima a lo largo del año, lo cual refleja un comportamiento de demanda estable por parte de la institución educativa. Esta estabilidad está asociada a la naturaleza operativa del centro, cuyas actividades mantienen una distribución horaria constante. Por otro lado, se evidencia que el comportamiento del consumo promedio mensual está mayormente influenciado por la energía consumida en horario fuera de punta (HFP), la cual representa el mayor volumen del consumo total.

Como resultado del análisis anual, se determinó que el total de energía eléctrica consumida por la institución durante el año 2024 fue de 442.82 MWh, lo que se traduce en una facturación acumulada de S/. 279,443.05. Asimismo, el consumo promedio diario estimado fue de 1,209.9 kWh/día, valor que servirá como referencia para el dimensionamiento de propuestas de eficiencia energética y reducción de costos.

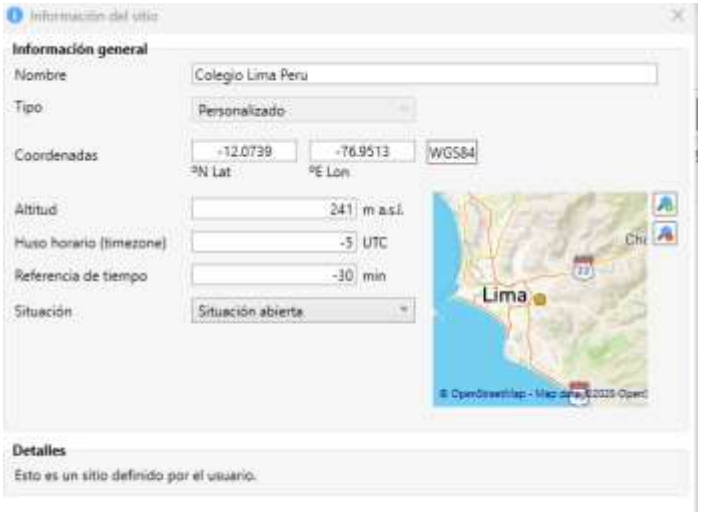
3.1.1.2 Evaluación del Potencial Solar:

La siguiente tarea se empleará diversas fuentes de información con el fin de validar y comparar los valores de irradiación solar, los cuales constituyen parámetros clave para el correcto cálculo de los parámetros del sistema solar. Esta información resulta esencial para asegurar el rendimiento operativo óptimo del sistema, ya que permite estimar con precisión la cantidad de energía que se generará.

3.1.1.2.1 Valores de Irradiación Solar según Sofware Meteonorm:

El software Meteonorm es un programa que sirve para análisis y la interpolación de datos climatológicos de todo el mundo. Se utilizará la versión Meteonorm V 8.2, en su modalidad demo, desarrollado por la empresa Meteotest AG. Este software se destaca por contar con una de las bases de datos climatológicas más completas y actualizadas del mercado, respaldada por un reconocimiento internacional en la comunidad científica y técnica. Como datos de entrada, el software solicita las coordenadas exactas de la zona a evaluar:

Figura 18:
Pantalla de ingreso de datos en software Meteonorm V.8



Nota: Imagen obtenida del software Meteonorm V.8 (2025).

El software proporciona los datos de irradiación de la ubicación donde se implementará el proyecto de generación fotovoltaica. Con base en la información obtenida, se elaboró la Tabla N.º 5, en la que se detallan los valores de irradiación global, tanto

mensual como diaria, que servirán de base para el dimensionamiento y el cálculo de la eficiencia del sistema fotovoltaico.

Tabla 5:
Histórico de valores de irradiación según datos del software Meteonorm

Mes	Gh kWh/m2	Días de mes	Gh kWh/m2.día
Enero	218.00	31.00	7.03
Febrero	187.00	29.00	6.45
Marzo	213.00	31.00	6.87
Abril	190.00	30.00	6.33
Mayo	179.00	31.00	5.77
Junio	157.00	30.00	5.23
Julio	170.00	31.00	5.48
Agosto	165.00	31.00	5.32
Setiembre	172.00	30.00	5.73
Octubre	198.00	31.00	6.39
Noviembre	202.00	30.00	6.73
Diciembre	221.00	31.00	7.13
TOTAL ANUAL	**2272.00**	**366.00**	**74.48**
PROMEDIO	**189.33**	**30.50**	**6.21**

Nota: Elaboración propia con los resultados obtenidos del software Meteonorm (2025).

De la tabla anterior obtenemos que el valor crítico de irradiación solar es de 5.23 kW.h/m^2. día, correspondiente al mes de junio.

3.1.1.2.2 Valores de Irradiación Solar según Software POWER de la NASA:

La **NASA**, a través de su plataforma **POWER** (Prediction of Worldwide Energy Resource), ofrece acceso a datos históricos y pronosticados de irradiación solar global. Esta plataforma proporciona información detallada y confiable, que es crucial para el análisis y modelado de sistemas fotovoltaicos.

Con base en la información obtenida, se elaboró la Tabla N.º 6, en la que se detallan los valores de irradiación global diaria de los años 2021 y 2022, que servirán de base para el dimensionamiento y el cálculo de rendimiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 6:
Histórico de valores de irradiación según datos de POWER de NASA.

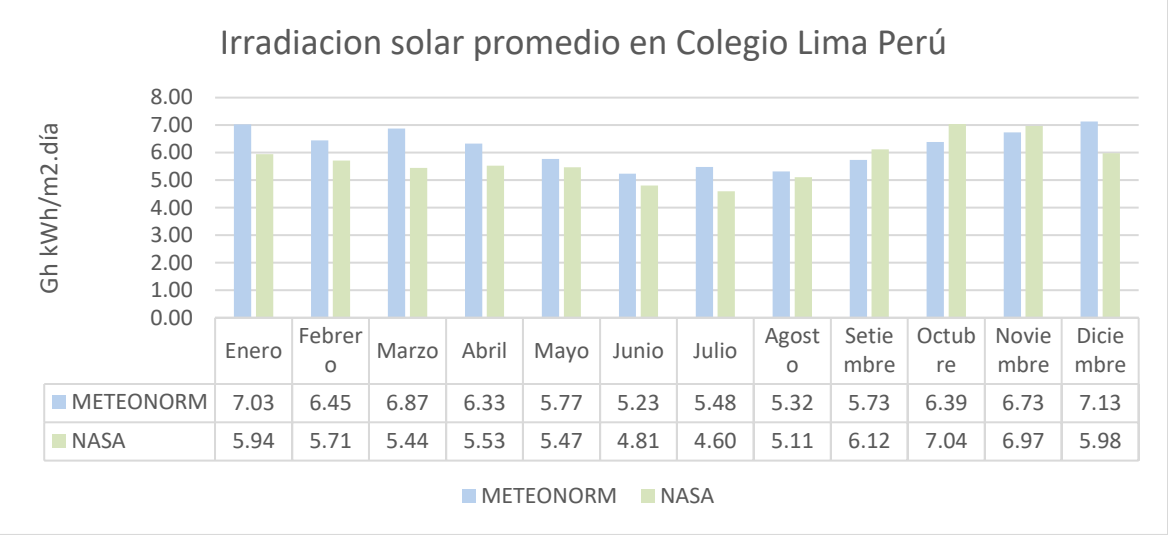
Mes	Gh kWh/m2.día (2021)	Gh kWh/m2.día (2022)
Enero	5.61	5.94
Febrero	6.25	5.71
Marzo	5.78	5.44
Abril	5.70	5.53
Mayo	5.02	5.47
Junio	4.16	4.81
Julio	4.48	4.60
Agosto	4.99	5.11
Setiembre	5.73	6.12
Octubre	6.36	7.04
Noviembre	6.37	6.97
Diciembre	6.08	5.98
TOTAL ANUAL	66.53	68.72
PROMEDIO	5.54	5.73

Nota: Elaboración propia con los resultados obtenidos del software POWER (2025).

De la tabla anterior obtenemos que el punto crítico de irradiación solar fue de 4.6 kW.h/m^2. día, dato del mes de julio del año 2022.

A partir de los datos proporcionados por ambos softwares, los cuales ofrecen información histórica y pronosticada de irradiación solar, se procederá a elaborar el Gráfico N.º 20, en el cual se compararán los valores obtenidos. Con base en criterios ingenieriles y en la evaluación de datos, se seleccionarán los valores críticos que serán utilizados en el cálculo de los parámetros del sistema solar.

Figura 19:
Gráfico comparativo de datos de irradiación obtenidas en los softwares Meteonorm y POWER.



	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
METEONORM	7.03	6.45	6.87	6.33	5.77	5.23	5.48	5.32	5.73	6.39	6.73	7.13
NASA	5.94	5.71	5.44	5.53	5.47	4.81	4.60	5.11	6.12	7.04	6.97	5.98

Nota: Elaboración propia con los datos obtenidos de los softwares Meteonorm y POWER (2025).

De los resultados obtenidos del gráfico N° 19, utilizaremos los datos proporcionados por POWER por dar como resultados los menores valores y con un promedio mensual de 5.73 kW.h/m2/día.

3.1.2 Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico y selección de equipos.

3.1.2.1 Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico:

3.1.2.1.1 Cálculo de cantidad de módulos fotovoltaicos:

Con el fin de calcular el número de paneles solares requeridos para suplir completamente la demanda energética de la institución, se considerará el consumo medio diario de 1,209.9 kWh/día, la irradiación crítica de la zona de 5.73 kWh/m², un factor global de 0.85 y una potencia nominal de los paneles de 555 Wp. Estos parámetros serán utilizados para determinar la cantidad exacta de módulos solares requeridos, garantizando la cobertura total de la demanda.

$$N° \ de \ paneles \ solares = \frac{Consumo \ medio \ diario}{HSP \ x \ Factor \ Global \ x \ Pot. Panel \ Seleccionado}$$

$$N° \ de \ paneles \ solares = \frac{1{,}209{,}900.00 \ W.h/día}{5.73 \ kW.h/m2 \ x \ 0.85 \ x \ 555}$$

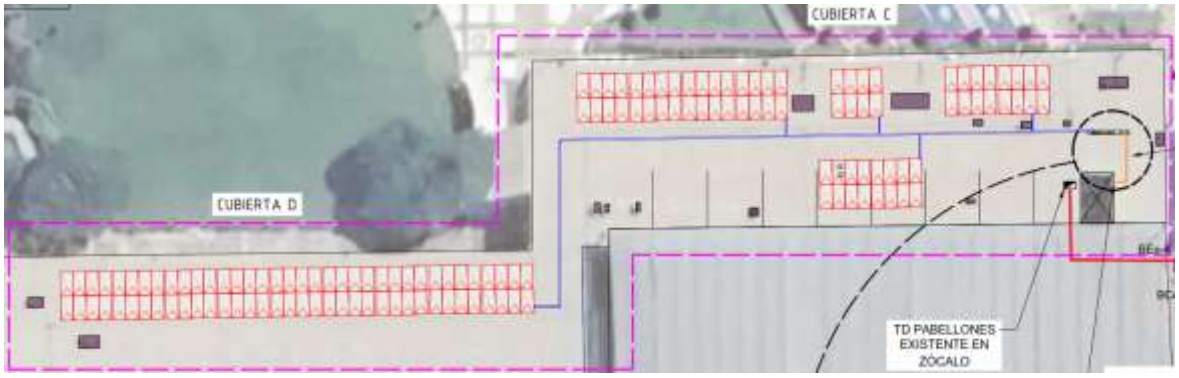
$$N° \ de \ paneles \ solares = \ 447.59$$

Como resultado del cálculo, se determinaría que es necesario instalar un mínimo de 448 paneles solares para suplir la demanda eléctrica total de la institución. A continuación, se validará, mediante simulación, considerando la capacidad del espacio disponible para la instalación, con el fin de determinar qué fracción de la demanda eléctrica podrá ser efectivamente cubierta.

3.1.2.1.2 Simulación de Sistema Solar:

Para determinar la fracción del consumo total que se podrá cubrir, se simulará un modelo de distribución en uno de los techos de la institución, espacio habilitado para el despliegue del sistema solar. El software utilizado generará varios escenarios, y el diseño considerado óptimo será aquel que contemple la instalación de 144 módulos solares, cuya distribución se muestra en la Figura N.º 20. (Ver Anexo E: “Informe de simulación de sistema solar fotovoltaico en sofware helioscope”).

Figura 20:
Simulación de paneles en software Helioscope.



Nota: Elaboración propia con los resultados obtenidos del software Helioscope (2025).

3.1.2.1.3 Valores de Sostenibilidad según Simulación

De la simulación en el software Helioscope, obtendremos datos de sostenibilidad donde la reducción proyectada es de 60,78 toneladas de CO_2 al año, producto de la la utilización de energía limpia que reemplazará parcialmente la demanda eléctrica proveniente de fuentes convencionales. Estos valores son equivalentes a plantar 4,127 árboles al año o a retirar 39 vehículos del parque automotor por año. Estos valores reflejan el impacto ambiental positivo de la propuesta, alineándose con los objetivos de

sostenibilidad y la mitigación de consecuencias negativas del calentamiento global, además del beneficio económico que representa para la institución educativa.

3.1.2.1.4 Benchmarking de Paneles Solares.

Con base en los resultados de la simulación obtenida, se realizó un benchmarking de las más reconocidas marcas de paneles solares con potencias entre 500 Wp a 600 Wp, identificados en la simulación. Este análisis permitirá comparar las opciones disponibles en el mercado, utilizaremos la tabla N° 7, evaluando la potencia, tecnología, costo y ratio de precio/potencia para seleccionar la opción óptima para el proyecto.

Tabla 7:
Benchmarking de paneles comerciales para proyectos solares.

Marca	Tecnología	Potencia	Precio Aproximado	Ratio S/. /Watt
LONGI	Monocristalino, Half-cell, MBB	555 W	S/ 650.00	1.17
Jinko Tiger Pro	TOPCon, Half-cell, MBB	565 W	S/ 790.50	1.39
Tensite	PERC, Half-cell, MBB	550 W	S/ 864.35	1.57
JA Solar	Monocristalino, PERC, Half-cell	500 W	S/ 713.40	1.43
Canadian Solar Hiku	Monocristalino, PERC, Half-cell	540 W	S/ 870.00	1.61

Nota: Elaboración propia con los datos obtenidos de la paginas de proveedores (2025).

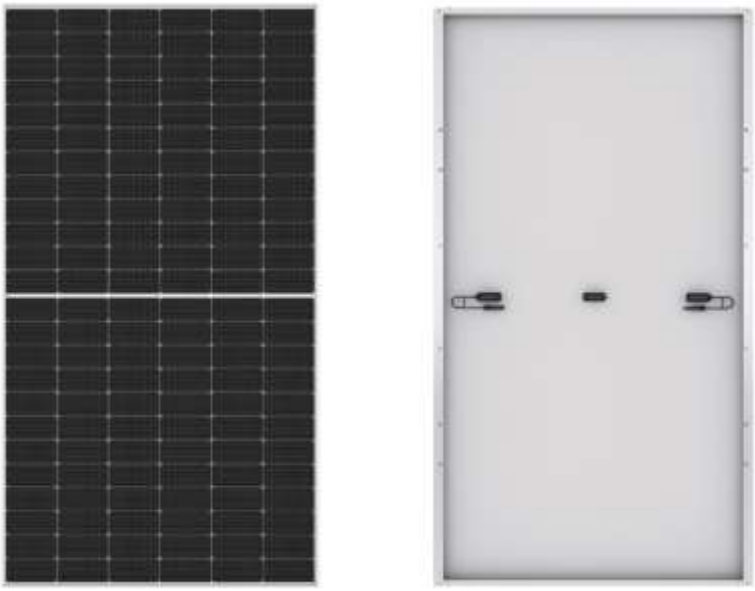
Beneficios**:**

- LONGI LR5-72HPH-555M: Con una potencia nominal de 555W, este panel solar ofrece un equilibrio óptimo entre costo y eficiencia, siendo una opción destacada para proyectos de energía solar que busquen maximizar la relación entre desempeño y precio.
- Jinko Tiger Pro 565W: Este modelo, con una potencia de 565W, combina un precio competitivo con una tecnología avanzada, lo que lo convierte en la opción ideal para proyectos que requieren una mayor capacidad por módulo sin comprometer la calidad.

- Tensite 550W: Panel equilibrado que incorpora tecnología PERC (Passivated Emitter and Rear Cell), proporcionando un rendimiento superior en términos de eficiencia energética a un costo moderado.
- JA Solar Deep Blue 3.0 500W: Panel de alta calidad con la última tecnología de JA Solar, que ofrece un rendimiento excepcional y un precio competitivo, siendo una excelente opción para proyectos de mediana y gran escala.
- Canadian Solar Hiku 540W: Este modelo con tecnología avanzada es ideal para proyectos solares de capacidad media, destacando por su fiabilidad y buen rendimiento bajo condiciones de alta radiación.

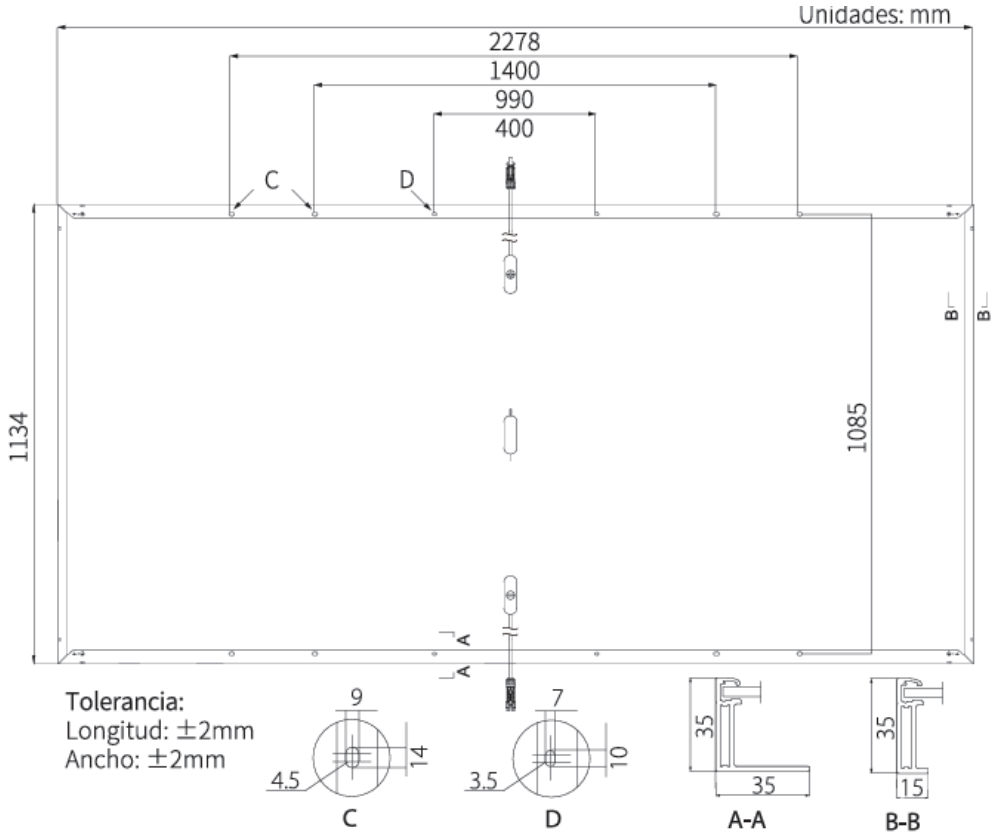
Selección para el proyecto: Optaremos por el LONGI LR5-72HPH-555M debido a su destacada eficiencia y tecnología avanzada, además de su mejor ratio de Costo/Potencia, lo que lo convierte en la opción más rentable para el presente proyecto.

Figura 21:
Vista de frente y posterior de paneles solares.



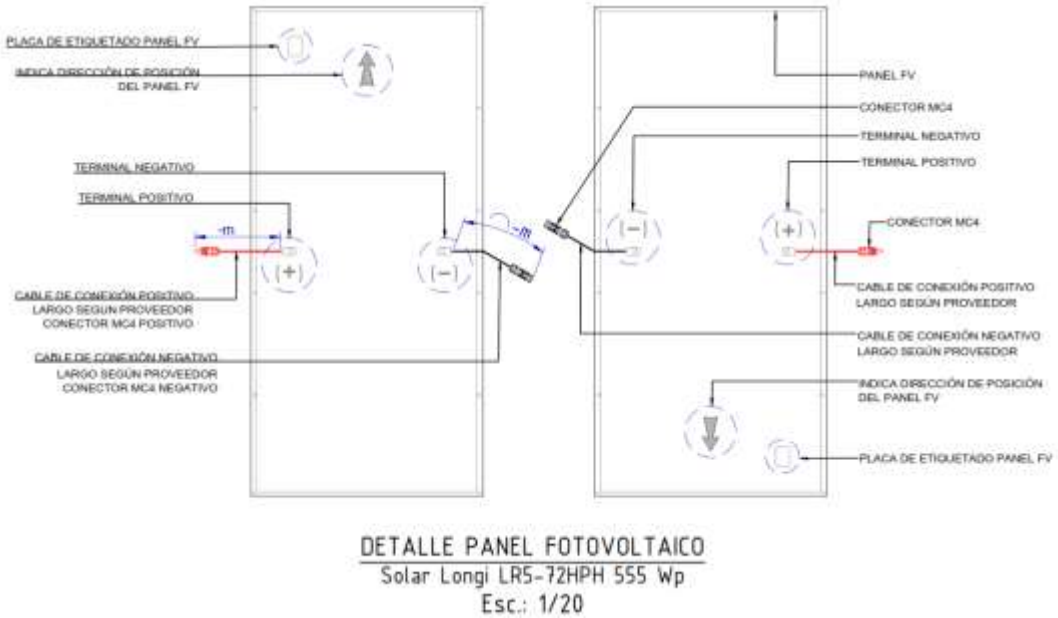
Nota: Imagen obtenida de la ficha técnica Longi (2025).

Figura 22:
Plano de cotas (vista planta) de panel solar.



Nota: Imagen obtenida de la ficha técnica Longi (2025).

Figura 23:
Partes de conexionado eléctrico de panel solar.



Nota: Imagen obtenida de la ficha técnica Longi (2025).

A partir de las figuras N° 21, 22 y 23, es posible obtener información clave sobre la forma, las dimensiones y los puntos de conexión de los paneles solares. Estos datos son de suma importancia para garantizar una adecuada instalación de los módulos solares, asegurando su rendimiento óptimo y la correcta integración al sistema. (Ver Anexo F: “Ficha técnica panel solar Longi 555W LR5-72HPH”)

3.1.2.1.5 Angulo Óptimo de Inclinación:

Un aspecto clave en la evaluación de un proyecto solar es el ángulo de inclinación, ya que influye de manera directa con la radiación solar que recibirá el sistema a lo largo del día, impactando así en su rendimiento y capacidad de generación de energía. Además, este parámetro es fundamental en el diseño estructural de los soportes para los paneles solares, ya que determina la configuración y estabilidad de las estructuras. Para determinar el valor se utilizará la siguiente fórmula.

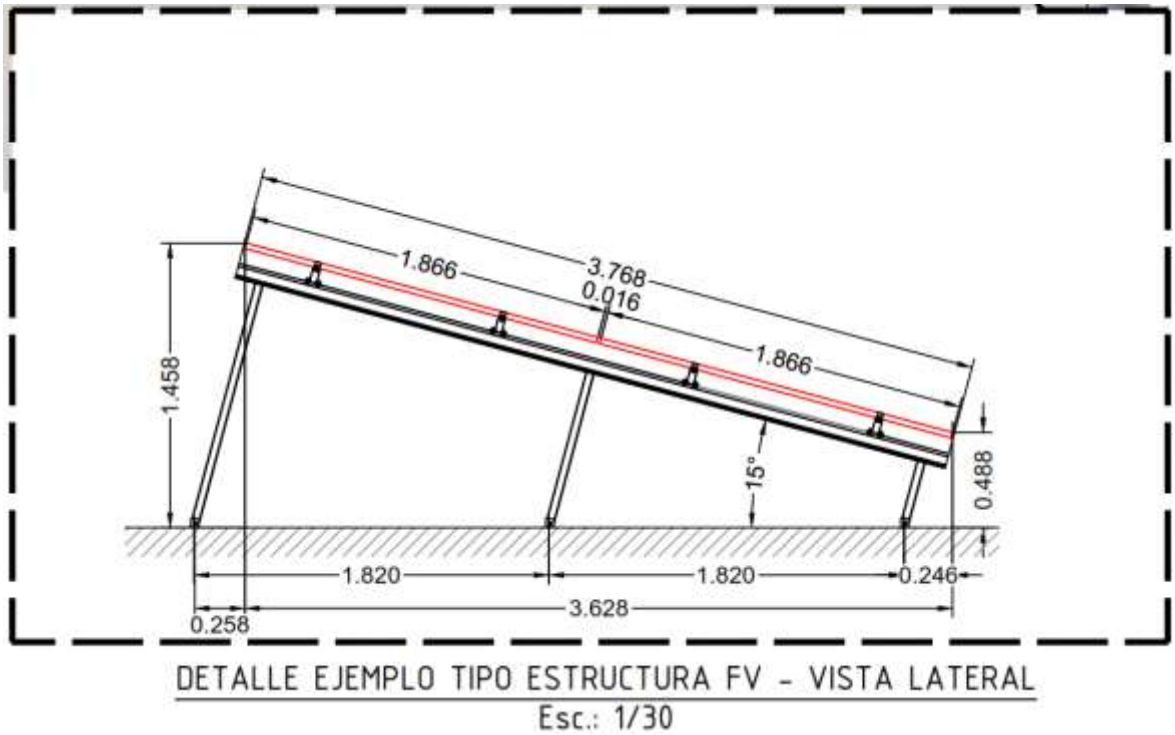
$$\beta = 3.7 + (0.69\ x\ |\varphi|)$$

$$\beta = 3.7 + (0.69\ x\ |-12.07369|)$$

$$\beta = 12.03$$

Teniendo en cuenta el cálculo del ángulo óptimo de inclinación, las condiciones climáticas y los requerimientos para un mantenimiento eficiente, se adoptará un ángulo estándar de 15° para la instalación. Con este valor, procederemos al diseño estructural de los soportes de los paneles solares, asegurando la adecuada integración y estabilidad para la planta solar fotovoltaica.

Figura 24:
Plano de cotas de estructuras de soporte para paneles solares.



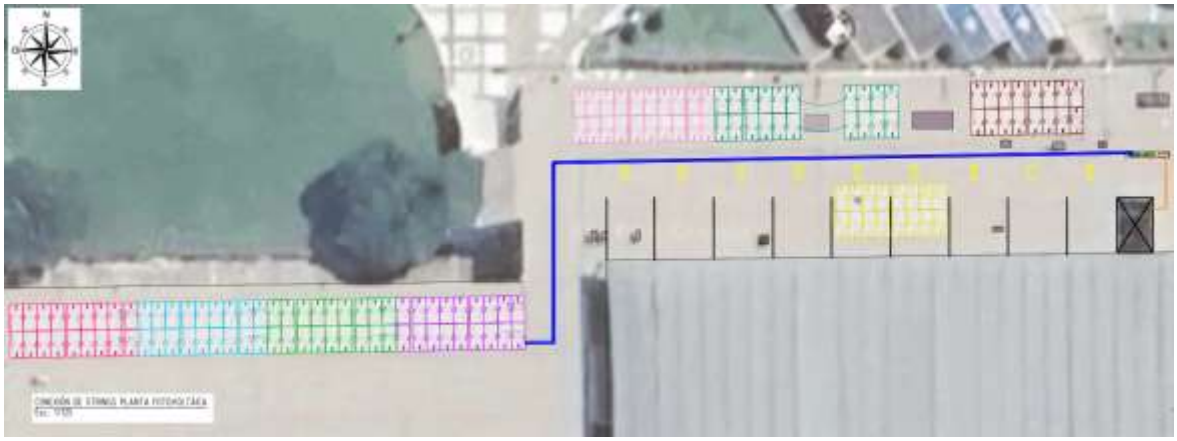
Nota: Elaboración propia con los datos de la ficha técnica Longi (2025)

Las estructuras de soporte serán de tipo triangular, fabricadas en aluminio, y tendrán una configuración 2x4. La fijación de las estructuras se realizará mediante pernos expansores, los cuales serán reforzados con Sikadur para garantizar la máxima resistencia y durabilidad. Además, se aplicará Sikaflex para hermetizar las uniones, asegurando una protección óptima contra la humedad y otros factores ambientales.

3.1.2.1.6 Distribución de Strings:

Según la distribución seleccionada en la simulación, se optará por la utilización de dos inversores, teniendo en cuenta la configuración de admisión de conexión. El arreglo de strings se presentará conforme a lo mostrado en la figura N° 25.

Figura 25:
Distribución de strings del sistema solar fotovoltaico.



Nota: Elaboración propia con los datos obtenidos del software Helioscope (2025).

A partir de la figura anterior, se presentará un listado detallado en la tabla N° 8, de los módulos por string, configurados de acuerdo con el espacio disponible y los requisitos de conexión, garantizando una configuración óptima para el sistema.

Tabla 8:
Listado de módulos por string

LISTADO DE MODULOS POR STRING		
N° Inversor	**N° String**	**Cantidad de módulos por String**
INVERSOR 1	1.1	18
	1.3	18
	1.5	18
	1.7	18
INVERSOR 2	2.1	20
	2.3	20
	2.5	16
	2.7	16

Nota: Elaboración propia con los datos obtenidos del software Helioscope (2025).

3.1.2.1.7 Efecto de la Temperatura en la Variación de la Tensión y la Corriente:

La temperatura representa un parámetro crítico en el dimensionamiento eléctrico de los paneles solares, debido a su relación directa en el rendimiento del sistema. Utilizando los coeficientes de temperatura indicados en la Tabla N° 10, se pueden estimar los valores máximos de tensión y corriente bajo condiciones reales de operación. Para

determinar las temperaturas extremas (máxima y mínima) correspondientes a la zona del proyecto, se elaboró la Tabla N° 9 a partir de los datos meteorológicos proporcionados por el SENAMHI.

Tabla 9:
Registros de temperatura obtenidos en la estación meteorológica Von Humboldt, ubicada en La Molina.

Estación : VON HUMBOLDT					
Departamento :	**LIMA**	**Provincia :**	**LIMA**	**Distrito :**	**LA MOLINA**
Latitud :	**12°4'55.95''**	**Longitud :**	**76°56'21.98''**	**Altitud :**	**247 msnm.**
Tipo :	**EMA - Meteorológica**		**Código :**	**472AC278**	

MES	TEMPERATURA	
	MAX	MIN
ENERO	31	18.7
FEBRERO	33.4	19.8
MARZO	32.1	18.3
ABRIL	30.3	15.9
MAYO	26.5	12.3
JUNIO	23.8	10.4
JULIO	23.1	10.8
AGOSTO	23.8	10.1
SETIEMBRE	23.6	11.3
OCTUBRE	25.9	12.2
NOVIEMBRE	25.8	13.3
DICIEMBRE	28.6	15.2
	T° MAX **33.4**	**T°MIN** **10.1**

Nota: Elaboración propia con los datos obtenidos del software SENAMHI (2025).

Tabla 10:
Coeficientes de temperatura según ficha técnica de panel solar.

Coeficientes de temperatura (STC)	
Coeficiente de temperatura en Isc	+0.050%/°C
Coeficiente de temperatura en Voc	-0.265%/°C
Coeficiente de temperatura en Pmax	-0.340%/°C

Nota: Tabla de datos obtenida de la ficha técnica de los paneles solares Longi (2025).

Para los cálculos correspondientes se utilizarán los valores presentados en las tablas N° 9 y N° 10, considerando la temperatura ambiente máxima de 33.4 °C y la temperatura ambiente mínima de 10.1 °C y una irradiancia máxima del lugar del proyecto de Ex=1000 W/m2.

La T° máxima de la célula fotovoltaica se determinará mediante la aplicación de la Ecuación (Ec.1).

$$Tcell = 33.4 + \frac{(45-20)}{800}\ x\ 1000 = 64.65\ °C$$

Ahora determinaremos los parámetros de V_{OC}, V_{mpp}, I_{cc}, P_{mpp}; necesarios para la selección del inversor.

Para determinar el valor de Voc, aplicamos la ecuación (Ec.2) y consideramos la temperatura mínima:

$$V_{OC}(10.1\ °C) = 49.95 - \frac{0.265}{100} x\ (10.1 - 25) = 49.99\ V$$

Para el cálculo de Voc de los strings, aplicaremos la ecuación (Ec.7):

$$Voc(10.1\ °C) = 20\ x\ 49.99\ V = 999.74\ V$$

Para determinar el valor de V_{mpp}, aplicamos la ecuación (Ec.3) y consideramos la temperatura de célula máxima:

$$Vmppt(64.65\ °C) = 42.10 - \frac{0.265}{100}\ x\ (64.65 - 25) = 41.99\ V$$

Para el cálculo del voltaje a potencia máxima de los strings, aplicaremos la ecuación (Ec.7):

$$Vmppt(64.65\ °C) = 20\ x\ 41.99\ V = 839.8\ V$$

Para determinar el valor de I_{cc}, aplicamos la ecuación (Ec.4) y consideramos la temperatura de célula máxima:

$$I_{cc}(64.65\ °C) = 14.04 + \frac{0.050}{100}\ x\ (64.65 - 25) = 14.06A$$

Para el cálculo de corriente de cortocircuito de los strings, aplicaremos la ecuación (Ec.6):

$$I_{cc}(64.65\ °C) = I_{cc}(string) = 14.06A$$

Para determinar el valor de P_{mpp}, aplicamos la ecuación (Ec.5) y consideramos la temperatura de célula máxima:

$$P_{mpp}(64.65) = 555 - \frac{0.34}{100} x\ (64.65 - 25°C) = 554.86$$

Para los 144 paneles fotovoltaicos del sistema solar fotovoltaico:

$$\Delta Pmppt(64.65\ °C) = 144\ x\ 554.86\ W = 79.9\ kW$$

3.1.2.1.8 Selección del Inversor:

Para una adecuada selección del inversor, es necesario considerar los parámetros eléctricos del generador fotovoltaico, los cuales se detallan en la tabla N° 11, así como las especificaciones técnicas del inversor, disponibles en el Anexo G: “Ficha técnica de inversor Solis S5-GC36K-LV”.

Tabla 11:
Valores de parámetros eléctricos de módulos fotovoltaicos.

Tmin(°C)	Tcell máx(°C)	Voc(V)	Vmppt(V)	Isc(A)	Pmppt(kW)
10.1	64.65	999.74	839.8	14.06	79.9

Nota: Elaboración propia con los valores obtenidos de los cálculos de parámetros eléctricos de paneles solares.

En función del arreglo óptimo obtenido mediante la simulación y considerando los parámetros eléctricos del sistema, se seleccionó la utilización de dos inversores Solis modelo S5-GC36K-LV, con potencia nominal de 36 kW respectivamente. De acuerdo con su ficha técnica (ver Anexo G: “Ficha técnica de inversor Solis S5-GC36K-LV”), este modelo cumple con todos los requisitos eléctricos establecidos para el sistema.

3.1.2.1.9 Cálculo de Conductores Eléctricos:

Para el desarrollo del proyecto se propondrá la utilización de conductores solares H1Z2Z2-K, cuyos parámetros eléctricos se presentan en la tabla N°12. (Ver Anexo H: “Ficha técnica de conductores de corriente continua H1Z2Z2-KA”)

Tabla 12:
Valores de parámetros eléctricos de conductor de corriente continua.

Código*	Sección nominal	Espesor aislamiento	Espesor cubierta	Diámetro exterior	Peso	Resistencia eléctrica máx. a 20°C en CC	Corriente máxima admisible. Un único cable al aire libre. T° amb.: 30°C (1) y (6)	Corriente máxima admisible. Un único cable en contacto con una superficie. T° amb.: 30°C (1) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto con una superficie. T° amb.: 30°C (1) y (6)	Corriente máxima admisible. Un único cable al aire libre. T° amb.: 60°C T° cond. 120°C (máx. 20.000h) (2) y (6)	Corriente máxima admisible. Un único cable en contacto con una superficie. T° amb.: 60°C T° cond. 120°C (máx. 20.000h) (2) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto con una superficie. T° amb.: 60°C T° cond. 120°C (máx. 20.000h) (2) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados dentro de tubo empotrado o montaje superficial. T° amb.: 40°C (3) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados enterrados dentro de tubo. T° suelo: 25°C (4) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto sobre bandeja perforada. T° amb.: 40°C (5) y (6)	Caída de tensión aprox. en CC (90 °C)	Caída de tensión aprox. en CC (120 °C)
	mm²	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	A	A	A	A	A	A	A	A	A	V/(A.km)	V/(A.km)
82110100040	1 X 4	0,7	0,8	5,6	55	5,09	57	54	45	55	52	44	36	39	43	12,98	14,18
82110100060	1 X 6	0,7	0,8	6,3	74	3,39	72	69	58	70	67	57	46	48	56	8,65	9,44
82110100100	1 X 10	0,7	0,8	7,3	117	1,95	98	98	80	98	93	79	65	66	79	4,97	5,43
82110100160	1 X 16	0,7	0,9	8,6	175	1,24	132	130	107	132	125	107	87	84	106	3,16	3,45
82110100250	1 X 25	0,9	1,0	10,6	257	0,795	183	174	138	176	167	142	109	106	140	2,03	2,21
82110100350	1 X 35	0,9	1,1	11,5	352	0,565	227	215	171	218	207	176	137	128	175	1,44	1,57

Nota: Tabla de datos obtenidos de la ficha técnica de conductores de corriente continua (2025).

Se asumirá que la caída de tensión en el sistema de corriente continua no deberá exceder el 1.5%.

Ahora debemos determinar la sección del cable para poder saber que conductores serán utilizados en proyecto. Para lo que utilizaremos la formula siguiente:

$$Sección(mm2) = \frac{2\ x\ I_{cc-Generador\ fotovoltaico}\ x\ Longitud}{56\ x\ \Delta V(caida\ de\ tensión)}$$

La Tabla N° 13 presenta los valores de caída de tensión, Vmp y las distancias correspondientes a cada conductor, según el arreglo propuesto para el sistema fotovoltaico. Estos datos son fundamentales para determinar la sección de conductor y la posterior selección del tipo más adecuado, permitiendo optimizar su dimensionamiento de acuerdo con criterios técnicos y normativos.

Tabla 13:
Valores de caída de tensión, secciones y distancias de conductores de corriente continua.

CAIDAS DE TENSIÓN CORRIENTE CONTINUA							
N° Inversor	**N° String**	**Cantidad de modulos de string**	**Vmp de String(V)**	**Distancia a inversor**	**Sección mm2 según formula**	**Sección mm2 Selecciónado**	**Caída de tensión**
INVERSOR 1	1.1	18	758	110	4.87	6	11.37
	1.3	18	758	100	4.43	6	11.37
	1.5	18	758	90	3.99	4	11.37
	1.7	18	758	81	3.59	4	11.37
INVERSOR 2	2.1	20	842	61	2.43	4	12.63
	2.3	20	842	51	2.03	4	12.63
	2.5	16	674	55	2.74	4	10.11
	2.7	16	674	30	1.49	4	10.11

Nota: Elaboración propia con los valores cálculos por fórmula.

Como resultado del cálculo de conductores para el sistema de corriente continua, se determinó la necesidad de utilizar conductores solares tipo H1Z2Z2-K. En específico, se requieren 210 metros de conductor con una sección transversal de 6 mm² y 368 metros de conductor con una sección de 4 mm².

Para el desarrollo del proyecto se propondrá la utilización de conductores trifásicos RVK, cuyos parámetros eléctricos se presentan en la tabla N°14. (Ver Anexo: “Ficha técnica de conductores corriente alterna RV-K FOC”)

Tabla 14:
Valores de parámetros eléctricos de conductor de corriente alterna.

SUPERFLEX MONOCONDUCTOR VERSIONES ESTÁNDAR Y TC- CALIBRES AWG/kcmil

Calibre	Sección nominal	Diámetro del conductor aprox.	Espesor aislación	Diámetro exterior aprox.	Peso total aprox.	Capacidad de corriente A		
						Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
AWG/kcmil	mm²	mm	mm	mm	kg/km			
14	2,08	1,9	0,7	5,5	49	26	40	-
12	3,31	2,4	0,7	5,9	62	40	53	-
10	5,26	3,0	0,7	6,6	82	51	69	-
8	8,37	3,8	0,7	7,4	115	61	108	83
6	13,3	4,7	0,7	8,4	164	79	139	110
4	21,2	6,0	0,9	10,0	244	104	178	145
2	33,6	7,7	0,9	11,5	368	137	230	190
1	42,4	8,7	1,0	12,6	442	158	261	225
1/0	53,5	9,4	1,0	13,7	545	182	297	260
2/0	67,4	10,7	1,1	15,1	675	212	340	300
3/0	85,0	11,7	1,1	16,3	803	240	379	345
4/0	107	12,9	1,2	18,2	1.026	278	433	400
250	127	13,8	1,2	19,4	1.197	308	471	445
350	177	17,4	1,6	22,9	1.649	375	557	550
500	253	20,8	1,7	27,9	2.413	473	684	695
750	380	25,2	2,0	32,9	3.579	599	840	900
1000	507	29,8	2,2	38,8	4.845	710	980	1075

Nota: Tabla de datos obtenidos de la ficha técnica de conductores de corriente alterna (2025).

Para el tramo comprendido entre los inversores y el tablero de distribución al que se conectará el sistema, se empleará una red trifásica de 220 V, conforme a la infraestructura eléctrica existente en la institución educativa. En este contexto, se aplicará la fórmula para determinar la sección del conductor.

Se asumirá que la caída de tensión en el sistema de corriente alterna no deberá exceder el 1.5%.

Para el cálculo se considerarán los siguientes valores: Potencia total de los inversores= 72000W, la tensión = 220V y longitud del conductor = 20 m.

A partir de estos datos, se determinará el valor máximo admisible de caída de tensión para el dimensionamiento adecuado del conductor.

$$\Delta Vac = 220\, x \frac{1.5}{100} = 3.3\, V$$

Como resultado encontraremos el valor de la sección de conductor de corriente alterna óptimo siendo dimensionado de acuerdo con criterios técnicos y normativos

$$S = \frac{\sqrt{3}\ x\ 20\ x\ 72000}{56\ x\ 3.3\ x\ 220} = 61.35\ mm^2$$

Como resultado del cálculo de conductores para el sistema de corriente alterna, se determinó la necesidad de utilizar conductores trifásicos RVK. En específico, se requieren 20 metros de conductor AWG 2/0 de 67.4 mm2.

Todos los conductores del sistema deberán instalarse mediante canalizaciones que incluyan tuberías tipo Conduit, bandejas metálicas y cajas de paso galvanizadas en caliente, garantizando su protección mecánica y durabilidad. Estas canalizaciones se extenderán hasta la zona donde se ubican los inversores, el tablero de generación del sistema solar y el tablero de distribución de la instalación eléctrica existente del colegio.

Para el cálculo de la protección eléctrica, se empleará un interruptor termomagnético, considerando los valores máximos de corriente de salida de los inversores y la corriente máxima admisible por los conductores seleccionados, con el fin de garantizar la seguridad y el cumplimiento normativo del sistema.

$$I_B\ \leq\ I_n\ \leq\ I_z$$

I_B: Corriente eléctrica de salida de los inversores: 189 A

I_Z: Capacidad de corriente eléctrica del conductor en ducto: 212 A

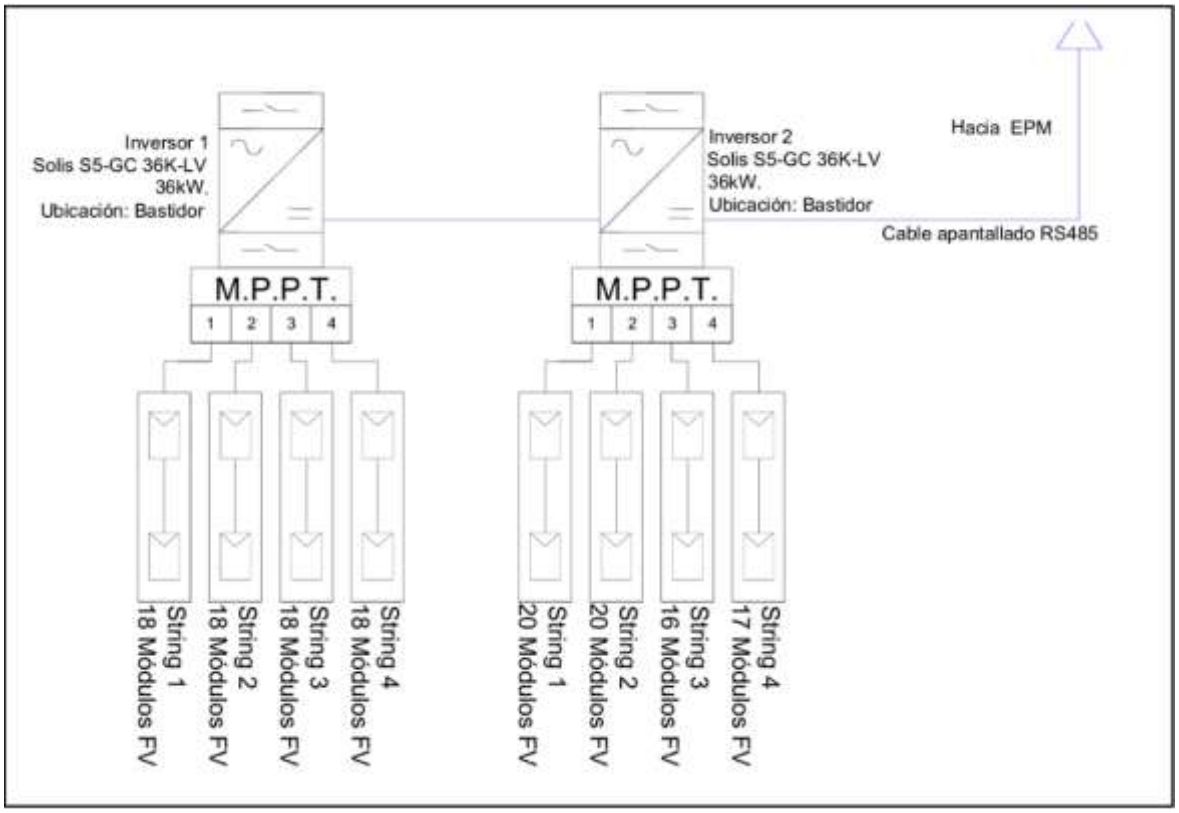
$$189\ A\ \leq\ I_n\ \leq\ 212\ A$$

Por lo que seleccionaremos un interruptor termomagnético de 200 A. (Ver Anexo: “Ficha técnica protección termomagnética”)

El sistema fotovoltaico contempla protecciones de sobre corriente, con norma Nema 50 y Nema 51, y protección RI interna, con norma Nema 27, 59, 81U, 81 O y protección anti-isla (interna).

3.1.2.1.10 Configuración Final del Sistema Fotovoltaico:

Figura 26:
Diagrama unifilar de conexión de sistema solar fotovoltaico.



Nota: Elaboración propia con los valores obtenidos en la selección de equipos.

3.2 Evaluar la tarifa de electricidad mediante el cambio de usuario regulado a libre.

A continuación, se muestra el desarrollo de las tres actividades con sus respectivas tareas.

3.2.1 Identificación de la demanda actual de electricidad de la institución educativa

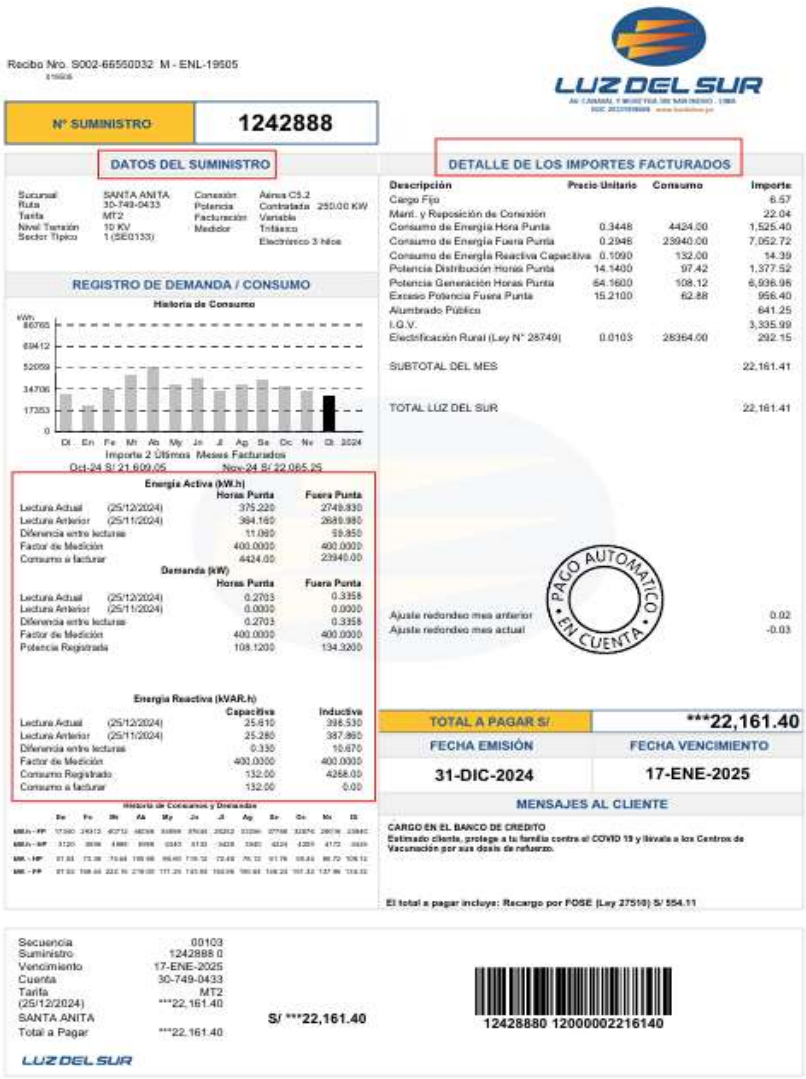
3.2.1.1 Identificar la opción tarifaria de la institución educativa.

Es necesario identificar la opción tarifaria actual de la institución educativa y, a partir de su perfil de consumo eléctrico, evaluar si cumple con los requisitos mínimos para acceder al régimen de usuario libre. Asimismo, conocer la tarifa eléctrica vigente permitirá analizar la estructura de facturación actual, incluyendo los cargos unitarios aplicados, lo cual es fundamental para realizar una comparación con la condición de usuario libre y estimar los potenciales ahorros económicos asociados al cambio de régimen.

- Clasificación de datos que componen la factura

La Figura N.º 27 muestra la factura eléctrica de la institución educativa correspondiente a diciembre de 2024, en la que se destacan ciertos datos relevantes para su análisis.

Figura 27:
*Factura de electricidad del mes de diciembre***.**



Recibo Nro. S002-66550032 M - ENL-19505

LUZ DEL SUR

N° SUMINISTRO	1242888

DATOS DEL SUMINISTRO

Sucursal	SANTA ANITA	Conexión	Aérea C5.2	
Ruta	30-749-0433	Potencia	Contratada	250.00 KW
Tarifa	MT2	Facturación	Variable	
Nivel Tensión	10 KV	Medidor	Trifásico	
Sector Típico	1 (SE0133)		Electrónico 3 hilos	

REGISTRO DE DEMANDA / CONSUMO

Historia de Consumo

kWh 86765 69412 52059 34706 17353 0

Dt En Fe Mr Ab My Jn Jl Ag Se Oc Nv Dc 2024

Importe 2 Últimos Meses Facturados

Oct-24 S/ 21,609.05 Nov-24 S/ 22,085.25

Energía Activa (kW.h)

		Horas Punta	Fuera Punta
Lectura Actual	(25/12/2024)	375.220	2749.830
Lectura Anterior	(25/11/2024)	364.160	2689.980
Diferencia entre lecturas		11.060	59.850
Factor de Medición		400.0000	400.0000
Consumo a facturar		4424.00	23940.00

Demanda (kW)

		Horas Punta	Fuera Punta
Lectura Actual	(25/12/2024)	0.2703	0.3358
Lectura Anterior	(25/11/2024)	0.0000	0.0000
Diferencia entre lecturas		0.2703	0.3358
Factor de Medición		400.0000	400.0000
Potencia Registrada		108.1200	134.3200

Energía Reactiva (kVAR.h)

		Capacitiva	Inductiva
Lectura Actual	(25/12/2024)	25.610	398.530
Lectura Anterior	(25/11/2024)	25.280	387.860
Diferencia entre lecturas		0.330	10.670
Factor de Medición		400.0000	400.0000
Consumo Registrado		132.00	4268.00
Consumo a facturar		132.00	0.00

Historia de Consumos y Demandas

DETALLE DE LOS IMPORTES FACTURADOS

Descripción	Precio Unitario	Consumo	Importe
Cargo Fijo			6.57
Mant. y Reposición de Conexión			22.04
Consumo de Energía Hora Punta	0.3448	4424.00	1,525.40
Consumo de Energía Fuera Punta	0.2948	23940.00	7,052.72
Consumo de Energía Reactiva Capacitiva	0.1090	132.00	14.39
Potencia Distribución Horas Punta	14.1400	97.42	1,377.52
Potencia Generación Horas Punta	64.1600	108.12	6,936.96
Exceso Potencia Fuera Punta	15.2100	62.88	956.40
Alumbrado Público			641.25
I.G.V.			3,335.99
Electrificación Rural (Ley N° 28749)	0.0103	28394.00	292.15
SUBTOTAL DEL MES			22,161.41
TOTAL LUZ DEL SUR			22,161.41
Ajuste redondeo mes anterior			0.02
Ajuste redondeo mes actual			-0.03

PAGO AUTOMATICO EN CUENTA

TOTAL A PAGAR S/	***22,161.40
FECHA EMISIÓN	FECHA VENCIMIENTO
31-DIC-2024	17-ENE-2025

MENSAJES AL CLIENTE

CARGO EN EL BANCO DE CREDITO
Estimado cliente, protege a tu familia contra el COVID 19 y llévala a los Centros de Vacunación por sus dosis de refuerzo.

El total a pagar incluye: Recargo por FOSE (Ley 27510) S/ 554.11

Secuencia	00103
Suministro	1242888 0
Vencimiento	17-ENE-2025
Cuenta	30-749-0433
Tarifa	MT2
(25/12/2024)	***22,161.40
SANTA ANITA	
Total a Pagar	***22,161.40

S/ ***22,161.40

12428880 12000002216140

LUZ DEL SUR

Nota: Imagen obtenida de la distribuidora (2024).

De las áreas resaltadas identificamos que:

- En la sección correspondiente a los Datos del Suministro, se detalla la opción tarifaria del cliente, la potencia contratada y el tipo de red utilizada.
- En la sección de Detalle de Importes Facturados, se identifican los cargos regulados aplicados al cliente, tales como: energía en horas punta, energía en horas fuera de punta, energía reactiva, potencia por generación y distribución,

así como otros cargos regulados adicionales. También se incluyen los consumos correspondientes y sus respectivos precios unitarios.

- Finalmente, en la sección de Datos de Lectura del Medidor, se especifican las fechas de lectura, los valores registrados de energía activa y reactiva, así como la demanda de potencia.

A partir del análisis de las facturas eléctricas y la extracción de los datos relevantes, se ha logrado identificar la opción tarifaria vigente para la institución. Esta información será validada mediante el cálculo del grado de calificación y del factor de carga, con el fin de evaluar la viabilidad del cambio al régimen de usuario libre, los cálculos se realizarán mediante las siguientes fórmulas.

$$G.C = \frac{Energía\ en\ horas\ punta\ (kWh)}{Máxima\ demanda\ del\ mes\ (kW)\ x\ 125(h)}$$

$$Si\ el\ factor\ de\ calificación < 0.5; indica\ que\ esta\ presenta\ en\ Fuera\ de\ Punta$$

$$Si\ el\ factor\ de\ calificación > 0.5; indica\ que\ esta\ presenta\ en\ Punta$$

$$Factor\ de\ Carga = \frac{Energía\ total\ del\ mes\ (kWh)}{Máxima\ demanda\ del\ mes\ (kW)\ x\ horas\ totales(h)}$$

Tabla 15:
Histórico de consumo de energía y potencia, y factores de calificación y de carga.

Fecha	Energía HP (kWh)	Energía HFP (kWh)	Potencia HP (kW)	Pot. HFP (kW)	Factor de Calificación	Factor de carga
Ene-24	3120.00	17340.00	51.04	87.52	0.29	0.31
Feb-24	4596.00	29312.00	73.36	168.44	0.22	0.29
Mar-24	4988.00	40712.00	74.64	222.16	0.18	0.28
Abr-24	5988.00	46068.00	105.88	219.00	0.22	0.33
May-24	4340.00	34088.00	88.60	171.24	0.20	0.30
Jun-24	5132.00	37644.00	118.12	143.04	0.29	0.42
Jul-24	3428.00	29252.00	72.48	164.96	0.17	0.27
Ago-24	3940.00	33256.00	78.12	155.64	0.20	0.32
Set-24	4224.00	37768.00	61.76	148.24	0.23	0.39
Oct-24	4200.00	32876.00	58.44	151.32	0.22	0.33
Nov-24	4172.00	28016.00	86.72	137.96	0.24	0.32
Dic-24	4424.00	23940.00	108.12	137.96	0.26	0.28
Promedio	**4379.33**	**32522.67**	**81.44**	**158.96**	**0.23**	**0.32**
Máxima	**5988.00**	**46068.00**	**118.12**	**222.16**	**0.29**	**0.42**

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de las facturas eléctricas y valores de cálculos.

De la Tabla N° 15, se determina el perfil de consumo de la institución educativa donde califica consistentemente como Presente en Fuera de Punta, lo que indica una demanda predominante fuera del horario de máxima carga del sistema eléctrico. Además, se ha obtenido un valor promedio de factor de carga de 0.42, lo cual permite caracterizar las condiciones de suministro de la institución. Estos parámetros se presentan en la Tabla N° 16.

Tabla 16:
Características tarifarias de la institución.

Opción tarifaria:	MT2
Potencia contratada:	250.00 KW
Calificación tarifaria:	Presente en fuera de punta

Nota: Elaboración propia con los valores obtenidos en la tabla N° 15.

3.2.1.2 Establecimiento de Consumo Históricos de Energía y Potencia

Para calcular y validar los montos registrados en el recibo de electricidad, se accedió al pliego tarifario MT2 correspondiente a la empresa concesionaria, datos mostrados en la Figura N° 28. A partir de dicha información, es posible determinar los costos unitarios asociados a los conceptos facturados a la institución educativa, permitiendo así una verificación detallada de la estructura de cobros aplicada.

Figura 28:
Precios unitarios de cargos de tarifa MT2 del mes de diciembre.

Empresa: Luz del Sur

Pliego Interconexion	Vigencia	Sector
LIMA SUR	4/Dic/2024	1

SEIN

	MEDIAs 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	6.57
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	34.48
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	29.46
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S//kW-mes	64.16
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S//kW-mes	14.14
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S//kW-mes	15.21
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.45

Nota: Imagen obtenida de la página web de Osinergmin (2025). https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=150000

- Cargo fijo mensual, viene expresado en el pliego tarifario.

$$Cargo\ fijo = S/.6.57$$

- Mantenimiento y reposición de conexión, monto cobrado por el mantenimiento de redes y reposición de servicio.

$$Mtto\ y\ Rep. = S/.22.04$$

- Consumo de energía hora punta, se calcula con la (ecuación 18), donde:

Precio $EAHP_{MT2}$=0.3448 S/. /kWh

$EAHP$ = 4,424.00 kWh

$$FEAHP = S/.1525.4$$

- Consumo de energía fuera punta, se calcula con la (ecuación 17), donde:

Precio Unitario $EAHFP_{MT2}$=0.2946 S/. /kWh

$EAHFP$ = 23,940.00 kWh

$$FEAHFP = S/.7{,}052.72$$

- Consumo de energía reactiva capacitiva, se calcula con la (ecuación 19), donde:

Precio $EAR\ facturada$=2 x 0.0545 S/. /kVarh

$ER\ leida$ = 132 kVarh

$$ER\ facturada = S/.14.388$$

- Potencia distribución horas punta, se calcula con la (ecuación 38), donde:

Precio $PAURD$=14.14 S/. /kW-mes

$PAURD$= 97.42 kW

$$FPAURD = S/.1{,}377.52$$

- Potencia generación horas punta, se calcula con la (ecuación 37), donde:

Precio PAG=64.16 S/. / kW-mes

PAG= 108.12 kW

$$FPAG = S/.6.936.98$$

- Exceso potencia fuera punta, se calcula con la (ecuación 25), donde:

Precio $EPMHFP_M$=15.21 S/. / kW-mes

$EPMHFP_M$= 62.88 kW

$$FEPMHFP = S/.956.40$$

- Alumbrado público, se considerará un monto regulado y para el mes a analizar es.

$$FPAP = S/.641.25$$

- I.G.V, es el impuesto general a las ventas y representa el 18% del subtotal de cargos.

$$IGV = 18\%\ (Cargo\ fijo + Mtto\ y\ Rep + FEAHP + FEAHFP + ER\ facturada + FPAURD + FPAG + FEPMHFP) = S/.3{,}335.99$$

- Electrificación rural (Ley N°28749), se calcula multiplicando el total de energía por el precio unitario de electrificación rural.

Precio ER=0.0103 S/. / kWh

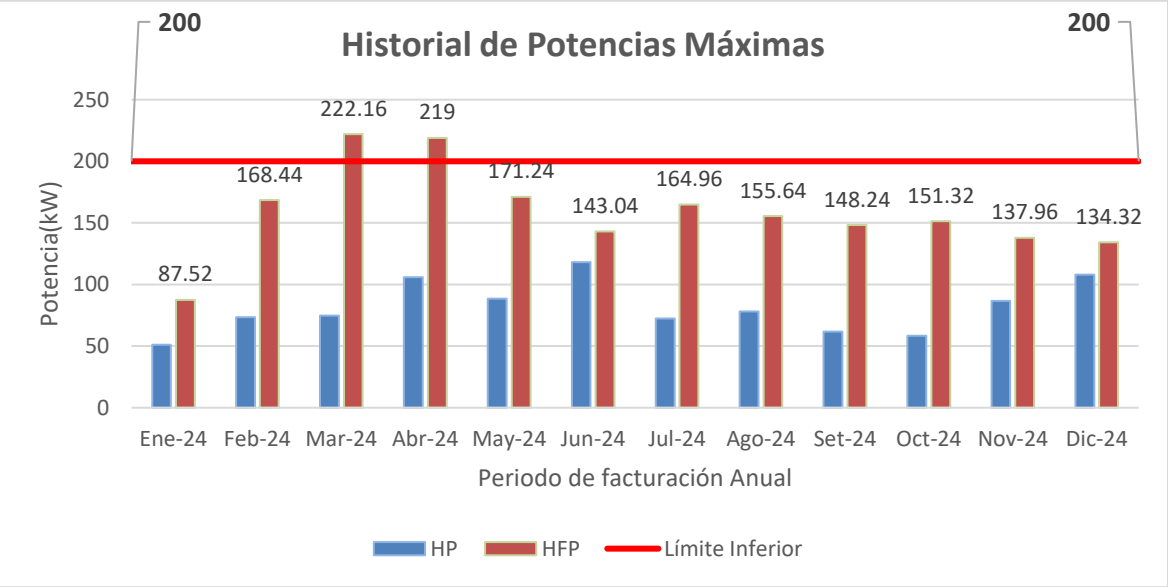
ER= 28.364kWh

$$FER = S/.292.15$$

La facturación para el mes de diciembre con tarifa MT2 asciende al monto de S/.22,161.40.

A continuación, se verificará si el historial de consumo de la institución cumple con los requisitos mínimos estipulados en el reglamento para optar por el régimen de usuario libre del servicio eléctrico.

Figura 29:
Gráfico del histórico de consumo de potencias máximas consumidas.



Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de las facturas eléctricas.

De acuerdo con el Gráfico N° 29, se identifica que durante los meses de marzo y abril la demanda de potencia supera los 200 kW, umbral mínimo exigido por la normativa vigente. Por tanto, la institución cumple con las condiciones mínimas necesarias para calificar como usuario libre del servicio eléctrico.

3.2.2 Realizar el proceso de licitación para la migración a usuario libre.

Una vez verificado que la institución cumple con los requisitos para migrar del régimen regulado al régimen de usuario libre, se detalla a continuación el procedimiento requerido para realizar la solicitud de cambio y contratar el suministro en el mercado eléctrico libre.

1) Notificación formal al suministrador actual: El usuario debe comunicar por escrito su intención de migrar su actual estado tarifario, con un plazo no menor a un año respecto a la fecha prevista para el cambio. (Ver Anexo K: “Términos de referencia”).
2) Inicio del proceso de licitación del suministro eléctrico: Este proceso tiene como objetivo identificar la mejor oferta comercial disponible en el mercado libre. Las etapas principales incluyen:
    a. Convocatoria a los proveedores de electricidad.
    b. Envió de los términos de referencia a los proveedores interesados en participar.
    c. Recepción de ofertas.
    d. Evaluación de ofertas técnicas-económicas de los postores.
    e. Adjudicación al postor ganador.
    f. Suscripción del contrato.
3) Inicio del contrato: Una vez adjudicado el suministro, se da inicio al contrato bajo las condiciones pactadas entre las partes.

Para el proceso de licitación seguiremos los pasos indicados:

3.2.2.1 Convocatoria a Principales Suministradores de Electricidad

3.2.2.1.1 Empresas de Generación del Perú:

En el mercado libre de electricidad existen actualmente 62 empresas habilitadas, listadas en la tabla N° 17, para suministrar y negociar contratos de suministro eléctrico.

Para efectos del presente estudio, se seleccionarán cinco de estas empresas, elegidas en función de su competitividad en contratos de suministro eléctrico para perfiles de carga similares al de la institución educativa, considerando criterios como precios ofertados, experiencia en el sector y condiciones contractuales ofrecidas.

Tabla 17:
Listado de empresas de generación en el Perú.

EMPRESAS DE GENERACIÓN DEL PERÚ			
KALLPA GENERACION S.A.	LA VIRGEN	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	PANAMERICANA SOLAR SAC.
ORYGEN PERU S.A.A.	GM OPERACIONES S.A.C.	CELEPSA RENOVABLES S.R.L.	TACNA SOLAR SAC.
ENGIE	EGEJUNIN	EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.
ELECTROPERU	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	MOQUEGUA FV S.A.C.
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	HUAURA POWER GROUP S.A.	MAJES ARCUS S.A.C.
STATKRAFT S.A	SINERSA	SDE PIURA	REPARTICIÓN ARCUS S.A.C.
FENIX POWER PERÚ	PARQUE EOLICO TRES HERMANAS S.A.C.	AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA S.A.	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANCHAYLLO SAC
ORAZUL ENERGY PERÚ	ENERGÍA EÓLICA S.A.	PARQUE EOLICO MARCONA S.A.C.	HIDROCAÑETE S.A.
CELEPSA	SDF ENERGIA SAC	ELECTRO ZAÑA S.A.C.	ELECTRICA YANAPAMPA SAC
CHINANGO S.A.C.	ENEL GENERACION PIURA S.A.	GR TARUCA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	ASOCIACIÓN SANTA LUCIA DE CHACAS
TERMOCHILCA S.A.C.	GENERACIÓN ANDINA S.A.C.	EGESUR	INVERSIONES SHAQSHA S.A.C.
EGEMSA	GR CORTARRAMA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	PETRAMAS	MAJA ENERGIA S.A.C.
EGASA	UNACEM PERU S.A.	AGROAURORA S.A.C.	COLCA SOLAR S.A.C.
SAN GABAN	ANDEAN POWER S.A.C.	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIAS RENOVABLES S.A.	KONDU SAC
EMPRESA DE GENERACION HUANZA	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA S.A.C.	GR PAINO SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	
INLAND ENERGY SAC	EMPRESA ELECTRICA AGUA AZUL	ELECTRO ORIENTE	

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de Minem (2025). *https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4767751-directorio-de-las-empresas-del-subsector-electrico*

3.2.2.2 Elaboración y Envío de Términos de Referencia y Bases del Concurso:

Como parte del proceso de licitación y con el objetivo de obtener la propuesta más favorable del mercado, se elaboran los Términos de Referencia (TdR) y las bases del concurso. Estos documentos se estructuran en base de parámetros técnicos, comerciales y contractuales, detallados a continuación, que servirán como lineamientos para la presentación y evaluación de las ofertas por parte de los suministradores eléctricos.

a) Normativa:

Las propuestas presentadas por los postores deberán observar todas las reglas propuestas en las bases administrativas y técnicas, además de respetar el marco legal actual del sector eléctrico:

- Ley de Concesiones Eléctricas D.L.25844 y su modificatoria Ley Nº 27239.
- Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas DS N°052- 2007-EM.
- Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011.
- DS 022-2009-EM Reglamento de usuarios libres de electricidad.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.
- Asimismo, se deberán cumplir todas las normativas vigentes que regulan las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad, incluyendo las disposiciones emitidas por OSINERGMIN.
- Los postores deberán pertenecer al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC), conforme a lo dispuesto en el Decreto Supremo N.º 027-2008-EM.
- Otras Normas vigentes del Sector Eléctrico.

b) Sistema de contratación:

Debido a la naturaleza del servicio de suministro de energía eléctrica, se aplica un sistema basado en precios unitarios, los cuales se determinan en función de los siguientes parámetros:

- Energía activa en hora Punta, USD/MWh
- Energía activa en hora fuera de punta, USD/MWh
- Potencia activa de generación, S/. / kW-mes

Y deben estar basados en los consumos del cliente (Ver Tabla 1)

Los precios de energía que se oferten bajo el presente concurso se valoran que sean fijos.

Potencia:

El precio de la potencia a ofrecer por el postor será, como máximo, el precio de potencia en barra (PPM) regulado por el OSINERGMIN para la Subestación de la Barra de Referencia correspondiente, publicado mensualmente en su página web, expresado en Soles por cada kW de potencia facturable (S/. / kW-mes).

c) Duración del contrato:

El usuario ha cumplido con enviar la notificación por escrito a su actual proveedor de electricidad con la anticipación del caso la decisión de que a partir del 01 de enero de 2026 tendrá la facultad de contratar con un nuevo proveedor de electricidad que el cliente considere.

En tal sentido, se solicita a los postores remitir sus mejores ofertas de precios para dos alternativas de periodos:

1. Opción corto plazo: Tres (03) años de enero de 2026 a diciembre de 2029.
2. Opción mediano plazo: Cinco (05) años de enero de 2026 a febrero de 2031.

En caso el postor proponga una opción distinta a las propuestas, esta no deberá exceder los 5 años de contratación.

Para la estructuración de precios de energía es posible considerar un esquema escalonado de precios, si así lo considera pertinente el postor.

d) Condiciones del servicio:

1.La forma de suministro de energía y potencia es a Precio Unitario y en el lugar de Suministro debidamente reflejada en la Barra de Referencia (BRG), por lo que el Postor deberá alcanzar un único precio unitario expresado en dólares americano (USD) por Megavatio hora - USD / MWh y en soles por kilovatio mes S/. / kW-mes.

2. Ley Nº 27239, Ley que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas, se establece que los precios de libre negociación se limitan exclusivamente a los precios de generación en el nivel de barra de referencia (BRG); mientras que las tarifas correspondientes a la transmisión y distribución permanecen reguladas, sin importar quién sea el propietario o usuario de dichas infraestructuras, ni si el suministro es libre o regulado.

3. El servicio deberá tener las siguientes características en base a las condiciones actuales:

a. El horario hora punta será considerado desde las 18:00 horas hasta las 23:00

b. El horario fuera de punta será considerado desde las 23:00 horas hasta las 18:00 horas del día siguiente.

c. El consumo registrado durante los domingos y feriados en horas punta será tratado como si ocurriera en horas fuera de punta.

4. La potencia mínima facturable será cero para cualquier oferta realizada por los postores.

5. La potencia por facturar en el punto de suministro será la Potencia Coincidente, es decir, la potencia demandada en el Punto de Suministro en el mismo instante en que ocurre la Máxima Demanda del SEIN y registrado por COES para cada periodo de facturación.

6. La facturación de Potencia se obtendrá multiplicando la Potencia Coincidente según lo indicado en el punto anterior multiplicado por el precio de potencia que el postor presente en su oferta.

7. Las propuestas remitidas en el marco del presente Proceso tendrán un tratamiento de oferta No Vinculante (En adelante NBO).

8. La energía por facturar al Cliente será la energía contabilizada en el instrumento de medición instalado en el Punto de Suministro durante el periodo de facturación, esta será reflejada hasta la BRG que se determine a través de la aplicación de los factores de expansión de pérdidas establecidos por OSINERGMIN

9. La facturación de energía activa se obtendrá multiplicando la Energía descrita en el numeral 8, multiplicada por el Precio de Energía debidamente actualizado que el Postor presente en su oferta.

10. Para el caso de los factores de actualización para los precios de la Potencia y Energía se tomará los que originen el menor porcentaje de actualización en el tiempo.

11. La facturación de los cargos regulados por el OSINERGMIN, tales como los Peajes de Transmisión Principal, de Transmisión Secundaria y de Distribución, Alumbrado Público, Energía Reactiva u otro cargo regulado que esté vigente dentro del periodo del Contrato, se aplicarán según lo establezca la normatividad. En caso de que, como resultado de una modificación en los precios regulados por OSINERGMIN, existan múltiples precios aplicables dentro de un mismo mes, la facturación correspondiente se realizará utilizando un precio ponderado, calculado en función del número de días en que cada precio estuvo vigente.

12. El suministro deberá cumplir con lo establecido en la LCE, la NTCSE aprobada mediante el Decreto Supremo N.º 020-97-EM, así como con lo dispuesto en el Decreto Supremo N.º 022-2018-EM, que modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad. Asimismo, deberá observar la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por la Resolución Directoral N.º 014-2005-EM/DGE, junto con todas las demás disposiciones normativas que resulten aplicables.

13. En situaciones de racionamiento y/o cuando no se cumplan los parámetros de calidad del producto o del suministro, el Proveedor deberá abonar las compensaciones y penalidades correspondientes por el incumplimiento de los niveles de calidad exigidos, conforme a los procedimientos establecidos en la Ley, el Reglamento, la NTCSE y las directivas complementarias aplicables.

14. Si se determina que el Proveedor es responsable del exceso en los niveles permitidos de perturbaciones (flicker, armónicos de tensión u otras definidas por la normativa del sector eléctrico), se le aplicarán las sanciones o penalidades correspondientes, incluyendo aquellas que deban ser pagadas a terceros conforme a lo establecido en la NTCSE.

15. No existirán cláusulas de reajuste de precios de energía, resolución del contrato, u obligación de renegociar el contrato, frente a cambios regulatorios no vigentes previo a la suscripción del Contrato en materia.

Tabla 18:
Información del punto de suministro y necesidad de demanda eléctrica.

Punto de suministro	Potencia Contratada (kW)	Nivel de Tensión (kV)	Barra de Referencia
N° 1242888 SED MT Luz del Sur	250	10	Lima 220kV

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos en las facturas eléctricas.

e) Condiciones del servicio:

1. El proveedor de electricidad entrante tiene la responsabilidad de garantizar el suministro continuo de potencia y energía, conforme a la normativa eléctrica vigente.

2. El proveedor está obligado a notificar al cliente con la debida antelación, y no menos de 72 horas antes, sobre cualquier interrupción del servicio ocasionada por trabajos de mantenimiento y/o ampliación de las instalaciones solicitados por la distribuidora.

3. Para el caso de emergencias o interrupciones en la red de distribución y/o transmisión, el proveedor deberá comunicarse con el cliente para comunicarle lo acontecido, asesorándolo y guiándolo en todo momento hasta la reposición total del suministro eléctrico.

4. Remitir mensualmente, a través de correo electrónico y/o mediante una plataforma digital, el detalle del consumo de energía del cliente en intervalos de 15 minutos.

5. Asignar un profesional técnico y contar con un Centro de Control operativo las 24 horas del día, los 7 días de la semana, encargados de coordinar con el Cliente las acciones relacionadas con la operación y el mantenimiento del servicio.

6. En caso los equipos de medición y equipamiento asociado al suministro eléctrico que se utilizarán para fines de facturación desde el inicio del contrato requieran cambios o actualizaciones, los costos de procura e instalación del nuevo medidor serán asumidos por el Proveedor.

7. En ninguna circunstancia, los costos derivados de congestiones en el sistema de transmisión o de restricciones en el transporte y suministro de gas natural desde

Camisea hacia los generadores eléctricos (Proveedores) serán trasladados al Cliente.

8. El Proveedor se compromete a asignar un “Ejecutivo de Cuenta” encargado de atender y resolver las consultas o requerimientos que el Cliente formule durante la ejecución del Contrato, además de facilitar los números y personas responsables del Centro de Control los 365 días del año para temas referidos a coordinaciones operativas derivadas de la aplicación del contrato de suministro.

f) Obligaciones generales del cliente:

1. El cliente asumirá el 100% de los cargos correspondientes a los peajes, compensaciones y otros cargos regulados actuales y futuros, siempre y cuando los cargos y/o compensaciones que sean de carácter regulado y aplicables dentro de la vigencia del contrato.

2. Las facturas por el suministro podrán ser canceladas dentro de los 30 o 45 (se valorará en la evaluación) días posteriores a su presentación. La acumulación de una o más facturas impagas, facultará al proveedor a suspender el suministro eléctrico hasta su regularización.

3. El Cliente compartirá con el proveedor adjudicado el procedimiento de facturación correspondiente.

4. Los excesos de consumo de potencia y energía asociada hasta el 120% serán facturados sin ningún recargo sobre las tarifas pactadas.

g) Obligaciones generales del cliente:

1. La evaluación considera el flujo de costos asociado al suministro eléctrico durante el periodo de suministro, tomando en cuenta cada oferta.

2. Una vez evaluadas las ofertas en conjunto con el Cliente se optará discrecionalmente por adjudicar este proceso a favor del Postor más competitivo.

3. El Cliente se reserva la facultad de cancelar, suspender o modificar el proceso de contratación del suministro en cualquier etapa, sin que ello implique obligación o responsabilidad alguna de su parte.

4. Se aceptarán propuestas que consideren por cuenta del proveedor la implementación o alternativas de eficiencia energética y/o medición inteligente:

a. La presentación dentro de la presente propuesta, y con la finalidad de no afectar la competitividad deberá considerarse fuera del esquema de precios.

b. El Proveedor tendrá la libertad de plantearle al Cliente, el mejor esquema, ya sea Spot Sale, con financiamiento, o como parte del servicio.

5. Solicitamos a los postores compartir la o las cláusulas que requieran incluir como parte del contrato de suministro de electricidad, así el equipo legal del cliente evaluará su inclusión o no de dichas clausulas.

h) Cronograma del proceso:

Tabla 19:
Cronograma del proceso de licitación.

N°	Proceso	Fecha
1	Convocatoria a los Proveedores de Electricidad en el marco del Concurso.	A partir del lunes 03 de junio de 2024
2	Envío de los Términos de Referencia – TdR a los Proveedores de Electricidad.	Lunes 10 de junio de 2024
3	Recepción de Consultas al TdR	Del lunes 10 de junio de 2024 hasta jueves 13 de junio de 2024
4	Absolución de Consultas por parte del Cliente	Lunes 17 de junio de 2024
5	Presentación de Ofertas Técnico – Económicas de los Postores.	Hasta las 18:00 horas del viernes 21 de junio de 2024
6	Evaluación de Ofertas	Del lunes 24 de junio de 2024 hasta viernes 28 de junio de 2024
7	Adjudicación de Postor Ganador	Lunes 08 de julio de 2024
8	Revisión del contrato de energía.	Del lunes 08 de julio de 2024 al viernes 19 de julio de 2024
9	Suscripción del Contrato	Lunes 22 de julio de 2024
10	Início de Contrato de Suministro para la institución educativa	Miercoles 01 de enero del 2025

Nota: Elaboración propia basado en fechas tentativas para el desarrollo de la licitación.

Finalmente, con estas consideraciones, se elaboró los Términos de Referencia y bases del concurso de suministro de energía. (Ver Anexo K: “Términos de referencia”)

3.2.2.3 Elaboración de Lista de Suministradores de Electricidad Participantes

Se elaboró un modelo de carta para invitar a los principales suministradores de electricidad al proceso de licitación de proveedores de electricidad (Ver Anexo L: “Carta de

invitación al proceso de licitación de suministro de electricidad”). Para la selección de los destinatarios, se consideraron aquellas empresas que, al cierre del año 2024, ofrecían contratos con precios altamente competitivos a clientes con características de consumo similares a las de la institución, específicamente con una potencia contratada inferior a 500 kW.

Con el fin de identificar las empresas con las tarifas más competitivas del mercado, se elaboró la Tabla N.º 20, en la que se incluyen los precios y los mecanismos de actualización utilizados en los últimos contratos suscritos en diciembre de 2024.

Tabla 20:

Datos de precios y fórmulas de actualización de últimos contratos de usuarios libres con potencias contratadas menores a 500kW.

Suministrador	Cliente	Vigencia		PC (kW)		Precios Libres			Factor de actualización	
		Inicio	Fin	HP	HFP	HP (US$/MWh)	HFP (US$/MWh)	Potencia (US$/kW-mes)	Energía	Potencia
Atria Energía	FUNDO LOS PALTOS S.A.C	1/01/2025	31/12/2028	210	210	47.5	47.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	TURISMO COSTA DEL SOL S.A.	1/01/2025	31/12/2027	400	400	45.5	45.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Atria Energía	COSTA DEL SOL PUCALLPA S.A.C.	1/01/2025	31/12/2027	500	500	45.5	45.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Electro Dunas	TREFILERIA LA ANGOSTURA S.A.C.	1/01/2025	31/12/2028	350	350	50.2	50.2	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	COMPAÑIA INDUSTRIAL MONTESOL SCRL	1/01/2025	31/12/2027	201	201	46.7	46.7	6	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	EL PEDREGAL S.A	1/01/2025	31/12/2027	300	300	45	45	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	TEXTIL LA MERCED S.A.C.	1/01/2025	31/12/2026	250	250	47	47	6.2	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	PROCESOS AGROINDUSTRIALES S.A.	1/01/2025	31/12/2029	450	450	46.9	46.9	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Orygen	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	1/01/2025	31/12/2027	320	320	49.2	49.2	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Electro Dunas	SUN FRUITS EXPORTS S.A.	1/01/2025	31/12/2028	200	200	50.8	50.8	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Electro Dunas	ALCOAXARQUIA PERU S.A.C.	1/01/2025	31/12/2028	200	200	47.3	47.3	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	PROMOTORA Y SERVICIOS LAMBAYEQUE S.A.C	1/01/2025	31/12/2027	250	250	45.5	45.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Electro Dunas	LADRILLERA PROGRESO DEL SUR S.A.C.	1/01/2025	31/12/2028	450	450	47.6	47.6	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	SUMINISTROS FERMAR S.A.C.	1/01/2025	31/12/2027	450	450	45	45	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	GRUPO SANTA ELENA S.A.	1/01/2025	31/12/2027	250	250	43	43	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	GRAN HOTEL EL GOLF TRUJILLO S.A.	1/01/2025	31/12/2027	400	400	45.5	45.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Electro Dunas	LA AZULITA SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	1/01/2025	31/12/2028	400	400	47.6	47.6	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Orygen	ERW PROPERTY MANAGEMENT SERVICES S.A.	1/01/2025	31/12/2029	270	270	47	47	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Electro Dunas	SERVICIOS INTEGRALES PARAKAS S.A.C.	1/01/2025	31/12/2028	375.7	375.7	50.8	50.8	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	PROCESADORA DEL FRIO SAC	1/01/2025	31/12/2027	380	380	45.5	45.5	6.35	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Electro Dunas	AGRICOLA ANDREA S.A.C.	1/01/2025	31/12/2028	500	500	49.3	49.3	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	CORPORACION MG S.A.C.	1/01/2025	31/12/2027	300	300	49	49	6.5	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	GLOBAL AGRO PERU S.A.C.	1/01/2025	31/12/2027	360	360	47	47	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Electrosur	ALIMENTOS CONGELADOS S.A.C.	1/01/2025	31/12/2026	201	201	53	53	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	CORPORACION MG S.A.C.	1/01/2025	31/12/2027	490	490	49	49	6.5	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	UNIVERSIDAD DE PIURA	1/01/2025	31/12/2027	450	450	47	47	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Pluz Energía	MANUFACTURAS Y MOLDEOS PLASTICOS S.A.C.	1/01/2025	31/12/2029	500	500	48	48	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Atria Energía	IND.CALZADOS VERCO Y ART.DEPORT. S.R.L.	1/01/2025	31/12/2029	201	201	48	48	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Orygen	SERVICIOS LOGISTICOS AUTOMOTRICES S.A.	1/01/2025	31/12/2027	500	500	CMG+5	CMG+5	PPM	-	100%PPI
Egasa	UNIVERSIDAD CATOLICA SAN PABLO	1/01/2025	31/12/2027	240	240	46.5	46.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Atria Energía	MENDOZA DAGA CARLOS	1/01/2025	31/12/2029	205	205	52.7	52.7	6.6	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Atria Energía	FABRICA DE ENVASES S.A	1/01/2025	31/12/2028	300	300	44	44	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Colca Solar	CENTRO EDUCATIVO PARTICULAR SAN AGUSTIN	1/01/2025	31/12/2027	201	201	47.5	47.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	INVERSIONES TORRECIUDAD S.A.C.	1/01/2025	31/12/2025	201	201	48	48	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	OPERACIONES INMOBILIARIAS Y PORTUARIAS SAC	1/01/2025	31/12/2025	250	250	48	48	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Coelvisac	INCA TOPS S.A.	1/01/2025	31/12/2027	280	280	45.5	45.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Egasa	INCA TOPS S.A.	1/01/2025	31/12/2027	280	280	45.5	45.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	FLINT GROUP PERU S.A.	1/01/2025	31/12/2026	490	490	49.9	49.9	6.5	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	ALGOSEMI S.A.C	1/01/2025	31/12/2027	350	350	46.5	46.5	6.35	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Kondu	CENTRAL GALLETAS MARIE S.A.C.	1/01/2025	31/04/2027	250	250	CMG+8	CMG+8	6.35	-	100%PPI
Electro Dunas	COESTI S.A.	1/01/2025	31/12/2028	350	350	48.8	48.8	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Atria Energía	DON GEORGE S.A.	1/01/2025	31/12/2028	250	250	45.5	45.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Coelvisac	NEGOCIOS GANADEROS FRIGORIFICO COLONIAL S.A.C.	1/01/2025	31/12/2027	480	480	45	45	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Fénix Power	CRYSTAL REALTY 1 S.A.C.	1/01/2025	31/12/2026	400	400	47.3	47.3	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de OSINERGMIN (2025). https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/generacion/contratos-de-usuarios-libres

De la tabla anterior, en la tabla 21, seleccionamos a las 5 empresas que negociaron los precios más competitivos, precios que consideraremos en la evaluación de ahorros.

Tabla 21:
Contratos con mejores condiciones para usuarios con potencia contratada menor a 500kW.

Vigencia		PC (kW)		Precios Libres			Factor de actualización	
Inicio	Fin	HP	HFP	HP (US$/MWh)	HFP (US$/MWh)	Potencia (US$/kW-mes)	Energía	Potencia
Suministrador: Kondu				**Cliente: GRUPO SANTA ELENA S.A**				
1/01/2025	31/12/2028	250	250	43	43	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Suministrador: Atria Energía				**Cliente: FABRICA DE ENVASES S.A**				
1/01/2025	31/12/2028	250	250	44	44	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Suministrador: Coelvisac				**Cliente: NEGOCIOS GANADEROS FRIOGORIFICOS COLONIALES S.A.C**				
1/01/2025	31/12/2028	250	250	45	45	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Suministrador: Egasa				**Cliente: INKA TOPS S.A**				
1/01/2025	31/12/2028	250	250	45.5	45.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Suministrador: Orygen				**Cliente: ERW PROPERTY MANAGEMENT SERVICES S.A**				
1/01/2025	31/12/2028	250	250	47	47	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI

Nota: Elaboración propia, resumen de la tabla N° 20.

A continuación, se describen las principales empresas evaluadas como potenciales proveedoras de energía eléctrica, considerando su respaldo empresarial, capacidad instalada, tipo de generación y cartera de clientes:

- Kondu: Empresa respaldada por Inkia y Kallpa, principales compañías de generación de electricidad cuentan con una alta capacidad de generación. Kondu posee plantas de generación hidroeléctrica y térmica, y actualmente se encuentran en la construcción de activos de generación con energía renovable, como la central solar fotovoltaica Carhuaquero (565.25 kWp). Entre sus principales clientes destacan Tottus, Sodimac, Modasa y Falabella.
- Atria Energía: Empresa de capital peruano con presencia en cinco países. A la fecha, ha comercializado más de 3,000 GWh y cuenta con una cartera superior a 700 clientes. Entre los más representativos se encuentran Costa del Sol, Enerjet, Terpel, Heineken y Cementos Yura.
- Coelvisac: Compañía peruana con una potencia instalada de 50 MW. Opera activos de generación hidroeléctrica y térmica, y actualmente desarrolla proyectos solares, como la central fotovoltaica Villacurí, con una capacidad de 1,600 kWp. Sus principales clientes incluyen Papelera del Sur, Inca Tops, Danper, Avocado Packing y Amcor.

- Egasa: Empresa de generación con fuerte presencia en el sur del Perú. Cuenta con nueve centrales operativas, de las cuales seis son hidroeléctricas y tres térmicas. Entre sus clientes más destacados figuran Tisur, la Universidad Católica San Pablo e Inca Tops.
- Orygen: Empresa que, tras la adquisición de Enel Generación por parte del fondo de inversión Actis, adoptó la razón social de Orygen. Actualmente posee una capacidad instalada de 2,251 MW, con centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y de energía renovable. Entre sus principales proyectos se encuentran las centrales eólica Wayra (177 MW) y la solar fotovoltaica Wayra Solar (94 MWp). Sus clientes principales incluyen Ransa, Corporación MG, Redondos, Hermes e Interbank.

Como parte del esquema de licitación, se procederá con la recepción de propuestas por parte de los proveedores (ver Anexo M: “Modelo de propuesta comercial”). Para la evaluación de dichas propuestas, se tomarán como base los precios obtenidos en los contratos más recientes suscritos por empresas con características de carga similares, según la información publicada por OSINERGMIN.

Tabla 22:
Valores de precios de energía utilizados para la licitación.

Vigencia		PC (kW)		Precios Libres			Factor de actualización	
Inicio	Fin	HP	HFP	HP (US$/MWh)	HFP (US$/MWh)	Potencia (US$/kW-mes)	Energía	Potencia
Suministrador: Kondu								
1/01/2025	31/12/2027	250	250	43	43	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Suministrador: Atria Energía								
1/01/2025	31/12/2028	300	300	44	44	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Suministrador: Coelvisac								
1/01/2025	31/12/2027	480	480	45	45	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Suministrador: Egasa								
1/01/2025	31/12/2027	280	280	45.5	45.5	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI
Suministrador: Orygen								
1/01/2025	31/12/2029	270	270	47	47	PPM	50%PPI+50%PGN	100%PPI

Nota: Elaboración propia, elaborada en base a los datos obtenidos de la tabla N° 21.

3.2.3 Evaluar el impacto de los costos de electricidad al migrar a cliente libre de electricidad

3.2.3.1 Evaluación económica de las propuestas

Para la evaluación económica de las propuestas presentadas por los postores, se seguirá el siguiente procedimiento.

a) Recepción de propuestas:

Se recibirán las presentaciones técnicas y comerciales de los oferentes, conforme al formato establecido (ver Anexo M: “Modelo de propuesta comercial”).

b) Elaboración de modelo de comparación económico de propuestas:

Se desarrollará el modelo comparativo mostrado en la figura N° 30, que permitirá calcular los ahorros económicos mes a mes para las diferentes propuestas presentadas.

Figura 30:
Esquema de simulación de ahorros mes a mes por la migración a usuario libre de electricidad.

CÁLCULO DE LA FACTURACIÓN COMO LIBRE DE ENERGÍA - ENERO 2026

DATOS GENERALES	
CLIENTE	INSTITUCIÓN EDUCATIVA
DIRECCIÓN	LA MOLINA, LIMA PERÚ
RUC	
N° SUMINISTRO	*******
Mes	Ene-26

TC (Según SBS)	4.05

PROVEEDOR ANTERIOR	LUZ DEL SUR S.A.A.
SISTEMA TARIFARIO ANTERIOR	MT2
CALIFICACION	FUERA DE PUNTA
S. TARIFARIO ANTERIOR	CLIENTE REGULADO
POTENCIA CONTRATADA	250 KW
COND. DE PAGO	FACTURA A 10 DÍAS

MES DE FACTURACIÓN	enero-26	
ENERGÍA GENERACIÓN HP (S/. /kWh)	-	43 USD/MWh - Base
ENERGÍA GENERACIÓN EN HFP (S/. /kWh)	-	43 USD/MWh - Base
POTENCIA GENERACIÓN EN HP (S/ /Kw-mes)	PPM	Tarifa Regulada
PEAJE DE CONEXIÓN (S/ /Kw-mes)	PSPT	Tarifa Regulada
S. TARIFARIO	CLIENTE LIBRE	
POTENCIA CONTRATADA | CONECTADA	250 kW	
COND. DE PAGO	FACTURA A 15 DÍAS	

ESTIMACIÓN DE FACTURACIÓN - LUZ DEL SUR - REGULADO

	Descripción	Precio	Consumo	TOTAL (S/.)
1	Cargo Fijo	6.59	1.00	6.59
2	Mantenimiento y Reposición	22.11	1.00	22.11
3	Energía HP	34.75	3,246.05	1,127.92
4	Energía HFP	29.20	18,040.54	5,268.73
5	Energía Reactiva Capactivia	10.84	291.31	31.57
6	Potencia Gen HP	53.10	73.11	3,882.53
7	Potencia Dist. HP	78.72	13.32	1,048.38
10	Exceso potencia FP	84.19	14.25	1,200.08
8	Alumbrado Público	1,045.79	1.00	1,045.79
9	Aportes Ley N° 28749 (E. Rural)	0.01	21,286.58	220.96
	Facturación Mensual REAL (sin IGV, interes Moratorio o moras)			S/ 13,633.69
			IGV: S/.	2,454.07
	TOTAL Mensual REAL (Con IGV, intereses y moras)			S/ 16,308.72

FACTURACIÓN REAL EMITIDA POR LUZ DEL SUR CLIENTE LIBRE

	Descripción	Precio	Consumo	TOTAL (S/.)
1	Cargo Fijo Mensual	6.59	1.00	6.59
10	Mantenimiento y Reposición	1.00	22.10	22.10
6	Energía HP	0.18	3,246.05	579.14
8	Energía HFP	0.18	18,040.54	3,218.70
2	Potencia Gen. HP	24.34	39.05	950.51
3	Peaje Conexión al SPT	40.80	39.05	1,592.89
4	Peaje Dist. Potencia HP	16.12	74.97	1,208.64
5	Peaje Dist. Potencia FP	16.55	12.34	204.13
7	Peaje Trans. Secundaria HP	0.03	3,273.64	107.10
9	Peaje Trans. Secundaria FP	0.03	18,193.92	595.22
17	Energía Reactiva	10.84	291.31	31.57
11	Alumbrado Público	1.00	1,045.79	1,045.79
15	Aportes Ley N° 28749 (E. Rural)	0.01	21,286.58	220.96
16	Aportes Ley N° 29852 (FISE)	0.01	21,286.58	255.53
	Facturación Mensual SIMULADA (sin IGV, interes Moratorio o moras)			10,038.88
			IGV: S/.	1,721.23
	TOTAL Mensual REAL (Con IGV, intereses y moras)			S/ 11,760.11

AHORRO MENSUAL CON IGV	S/ 4,548.61
Porcentaje de Ahorro	28%

Nota: Elaboración propia, elaborada en una hoja de Excel para calcular los ahorros mes a mes.

c) Simulación de ahorros de propuestas:

Todas las propuestas presentadas incorporan una fórmula de actualización tanto para la energía como para la potencia. De acuerdo con los valores de actualización (ver Anexo N: “Factores de actualización”), se determinan los precios de potencia y energía a lo largo del tiempo. Estos valores se presentan en las Tablas N.º 23 y 24, y serán empleados en el cálculo de los ahorros económicos proyectados.

Tabla 23:
Precios a corto plazo de energía, calculados según fórmula de actualización respectiva.

Kondu	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	43.0000	43.0818	43.1556	43.2374	43.3165	43.3982	43.4773	43.5591	43.6409	43.7200	43.8017	43.8808
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	43.9626	44.0443	44.1182	44.1999	44.2790	44.3608	44.4399	44.5216	44.6033	44.6824	44.7642	44.8433
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	44.9250	45.0068	45.0806	45.1623	45.2414	45.3231	45.4022	45.4840	45.5657	45.6448	45.7265	45.8056
Atria	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	44.0000	44.0837	44.1592	44.2429	44.3238	44.4075	44.4884	44.5721	44.6558	44.7367	44.8204	44.9013
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	44.9850	45.0686	45.1442	45.2278	45.3088	45.3924	45.4733	45.5570	45.6406	45.7216	45.8052	45.8862
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	45.9698	46.0534	46.1290	46.2126	46.2935	46.3772	46.4581	46.5417	46.6254	46.7063	46.7899	46.8709
CVC	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	45.0000	45.0856	45.1628	45.2484	45.3312	45.4168	45.4995	45.5851	45.6707	45.7535	45.8390	45.9218
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	46.0073	46.0929	46.1702	46.2557	46.3385	46.4240	46.5068	46.5924	46.6779	46.7607	46.8462	46.9290
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	47.0146	47.1001	47.1774	47.2629	47.3457	47.4312	47.5140	47.5995	47.6850	47.7678	47.8533	47.9361
Egasa	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	45.5000	45.5865	45.6646	45.7512	45.8349	45.9214	46.0051	46.0916	46.1781	46.2618	46.3483	46.4320
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	46.5185	46.6050	46.6832	46.7697	46.8534	46.9399	47.0236	47.1101	47.1966	47.2803	47.3668	47.4505
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	47.5369	47.6234	47.7015	47.7880	47.8717	47.9582	48.0419	48.1284	48.2149	48.2986	48.3850	48.4687
Orygen	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	47.0000	47.0894	47.1701	47.2594	47.3459	47.4353	47.5218	47.6111	47.7005	47.7869	47.8763	47.9628
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	48.0521	48.1415	48.2222	48.3115	48.3980	48.4873	48.5738	48.6631	48.7525	48.8389	48.9283	49.0148
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	49.1041	49.1934	49.2741	49.3635	49.4499	49.5393	49.6257	49.7150	49.8044	49.8908	49.9802	50.0666

Nota: Elaboración propia con los valores calculados según formula de actualización.

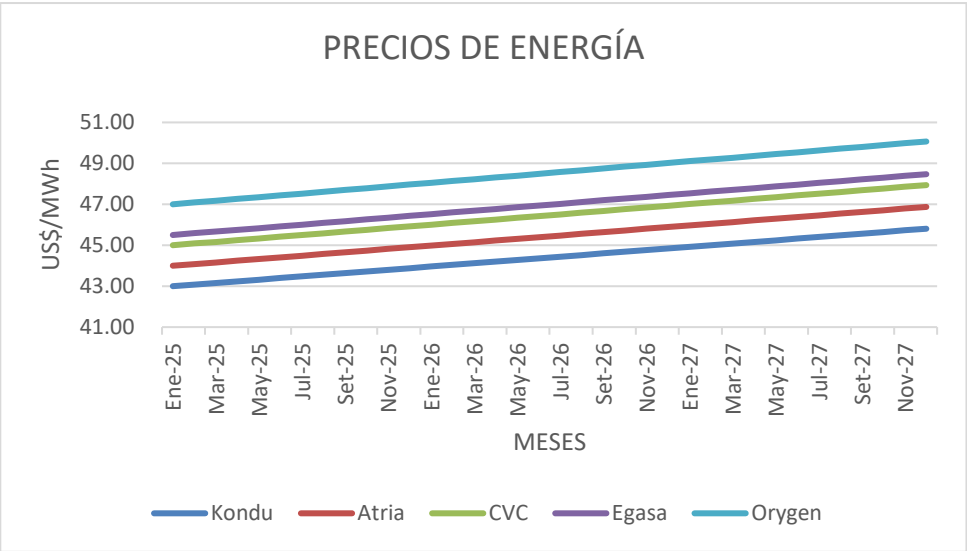
Tabla 24:
Precios a corto plazo de potencia, calculados según fórmula de actualización respectiva.

Kondu	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	5.9335	5.9447	5.9549	5.9662	5.9771	5.9883	5.9992	6.0105	6.0217	6.0326	6.0439	6.0548
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	6.0660	6.0773	6.0875	6.0987	6.1096	6.1209	6.1318	6.1430	6.1543	6.1652	6.1764	6.1873
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	6.1986	6.2099	6.2200	6.2313	6.2422	6.2534	6.2643	6.2756	6.2869	6.2977	6.3090	6.3199
Atria	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	5.9335	5.9447	5.9549	5.9662	5.9771	5.9883	5.9992	6.0105	6.0217	6.0326	6.0439	6.0548
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	6.0660	6.0773	6.0875	6.0987	6.1096	6.1209	6.1318	6.1430	6.1543	6.1652	6.1764	6.1873
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	6.1986	6.2099	6.2200	6.2313	6.2422	6.2534	6.2643	6.2756	6.2869	6.2977	6.3090	6.3199
CVC	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	5.9335	5.9447	5.9549	5.9662	5.9771	5.9883	5.9992	6.0105	6.0217	6.0326	6.0439	6.0548
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	6.0660	6.0773	6.0875	6.0987	6.1096	6.1209	6.1318	6.1430	6.1543	6.1652	6.1764	6.1873
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	6.1986	6.2099	6.2200	6.2313	6.2422	6.2534	6.2643	6.2756	6.2869	6.2977	6.3090	6.3199
Egasa	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	5.9335	5.9447	5.9549	5.9662	5.9771	5.9883	5.9992	6.0105	6.0217	6.0326	6.0439	6.0548
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	6.0660	6.0773	6.0875	6.0987	6.1096	6.1209	6.1318	6.1430	6.1543	6.1652	6.1764	6.1873
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	6.1986	6.2099	6.2200	6.2313	6.2422	6.2534	6.2643	6.2756	6.2869	6.2977	6.3090	6.3199
Orygen	**Ene-25**	**Feb-25**	**Mar-25**	**Abr-25**	**May-25**	**Jun-25**	**Jul-25**	**Ago-25**	**Set-25**	**Oct-25**	**Nov-25**	**Dic-25**
	5.9335	5.9447	5.9549	5.9662	5.9771	5.9883	5.9992	6.0105	6.0217	6.0326	6.0439	6.0548
	Ene-26	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
	6.0660	6.0773	6.0875	6.0987	6.1096	6.1209	6.1318	6.1430	6.1543	6.1652	6.1764	6.1873
	Ene-27	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
	6.1986	6.2099	6.2200	6.2313	6.2422	6.2534	6.2643	6.2756	6.2869	6.2977	6.3090	6.3199

Nota: Elaboración propia con los valores calculados según formula de actualización.

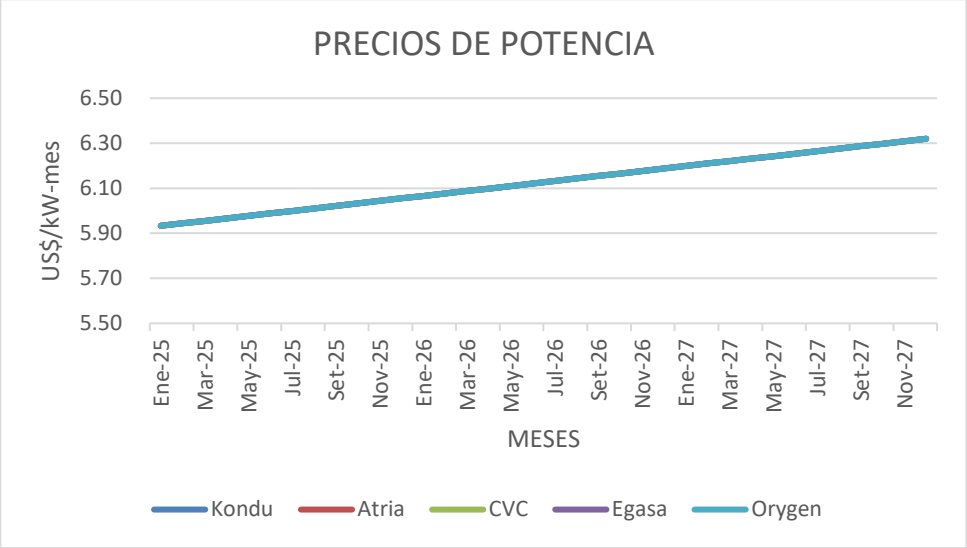
De las Tablas N.º 23 y 24, se elaboran los Gráficos N.º 32 y 33, los cuales representan la evolución de los valores de energía y potencia, respectivamente. Estos gráficos permiten visualizar e identificar de manera comparativa los precios más favorables a lo largo del tiempo.

Figura 31:
Gráfico proyección de precios de energía a corto plazo.



Nota: Elaboración propia con los valores obtenidos de precios de energía proyectados.

Figura 32:
Gráfico proyección de precios de potencia a corto plazo.



Nota: Elaboración propia con los valores obtenidos de precios de potencia proyectados.

Con base en los valores obtenidos en las tablas previas, se realizó el cálculo de la facturación anual proyectada para la institución educativa, teniendo en cuenta un horizonte de análisis de tres años, y que serán mostrados en la tabla N° 25.

Tabla 25:
Proyección a corto plazo de facturación de electricidad con tarifa libre.

Proyección a pagar: Monto Global S/. Inc IGV			
KONDU	**2025**	**2026**	**2027**
	S/ 218,564.64	S/ 231,417.30	S/ 242,600.00
ATRÍA ENERGÍA	**2025**	**2026**	**2027**
	S/ 220,722.95	S/ 233,718.00	S/ 245,049.74
CVC	**2025**	**2026**	**2027**
	S/ 222,881.26	S/ 236,018.70	S/ 247,499.47
EGASA	**2025**	**2026**	**2027**
	S/ 223,960.41	S/ 237,169.06	S/ 248,724.34
ORYGEN	**2025**	**2026**	**2027**
	S/ 227,197.88	S/ 240,620.11	S/ 252,398.94

Nota: Elaboración propia con los valores calculados de ahorros por propuesta.

Para estimar los ahorros derivados de la migración al régimen de usuario libre, se realizó una simulación de la tarifa regulada utilizando la proyección de precios presentada en las Tablas N.º 26, 27 y 28. Estos valores fueron obtenidos a partir del histórico de tarifas publicado por OSINERGMIN. (Ver Anexo O: “Histórico de tarifas eléctricas”)

Tabla 26:
Proyección de precios de cargos de tarifa MT2 para el año 2025.

LUZ DEL SUR MEDIA TENSIÓN	Sin IGV Unidad	Ene-25	Feb-25	Mar-25	Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Set-25	Oct-25	Nov-25	Dic-25
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	33.28	33.28	33.28	33.68	33.80	33.92	34.04	34.16	34.28	34.39	34.51	34.63
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	28.54	28.54	28.54	28.31	28.41	28.51	28.61	28.71	28.81	28.91	29.01	29.10
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S//kW-mes	64.05	64.05	64.05	71.05	71.27	71.51	71.73	71.97	72.20	72.42	72.66	72.88
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S//kW-mes	14.10	14.10	14.10	13.02	13.05	13.09	13.12	13.15	13.19	13.22	13.25	13.28
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.36	5.36	5.36	5.75	5.76	5.78	5.79	5.81	5.82	5.84	5.85	5.87
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S//kW-mes	15.17	15.17	15.17	13.96	13.99	14.02	14.06	14.09	14.12	14.16	14.19	14.22
Cargo Fijo Mensual	S//mes	6.56	6.56	6.56	6.70	6.73	6.75	6.78	6.80	6.82	6.85	6.87	6.89

Nota: Elaboración propia con los valores proyectados de los cargos de la tarifa MT2.

Tabla 27:
Proyección de precios de cargos de tarifa MT2 para el año 2026.

LUZ DEL SUR MEDIA TENSIÓN	Sin IGV Unidad	Ene-26	Feb-26	Mar-26	Abr-26	May-26	Jun-26	Jul-26	Ago-26	Set-26	Oct-26	Nov-26	Dic-26
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	34.75	34.87	34.97	35.09	35.21	35.33	35.44	35.56	35.68	35.80	35.92	36.03
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	29.20	29.31	29.40	29.50	29.59	29.69	29.79	29.89	29.99	30.09	30.19	30.28
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S//kW-mes	73.11	73.35	73.56	73.79	74.01	74.24	74.47	74.70	74.93	75.15	75.39	75.61
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S//kW-mes	13.32	13.35	13.38	13.42	13.45	13.48	13.51	13.55	13.58	13.61	13.65	13.68
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	5.88	5.90	5.91	5.93	5.94	5.96	5.97	5.99	6.00	6.02	6.03	6.05
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S//kW-mes	14.25	14.29	14.32	14.35	14.38	14.42	14.45	14.48	14.52	14.55	14.58	14.61
Cargo Fijo Mensual	S//mes	6.92	6.94	6.97	6.99	7.01	7.04	7.06	7.08	7.11	7.13	7.16	7.18

Nota: Elaboración propia con los valores proyectados de los cargos de la tarifa MT2.

Tabla 28:
Proyección de precios de cargos de tarifa MT2 para el año 2027.

LUZ DEL SUR MEDIA TENSIÓN	Sin IGV Unidad	Ene-27	Feb-27	Mar-27	Abr-27	May-27	Jun-27	Jul-27	Ago-27	Set-27	Oct-27	Nov-27	Dic-27
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	36.15	36.27	36.37	36.49	36.61	36.73	36.84	36.96	37.08	37.19	37.31	37.42
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	30.38	30.48	30.57	30.67	30.77	30.87	30.96	31.06	31.16	31.26	31.36	31.45
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S//kW-mes	75.84	76.07	76.28	76.51	76.73	76.96	77.18	77.41	77.64	77.86	78.09	78.31
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S//kW-mes	13.71	13.74	13.77	13.81	13.84	13.87	13.90	13.94	13.97	14.00	14.04	14.07
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	6.06	6.08	6.09	6.11	6.12	6.14	6.15	6.17	6.18	6.19	6.21	6.22
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S//kW-mes	14.65	14.68	14.71	14.74	14.78	14.81	14.84	14.87	14.91	14.94	14.97	15.00
Cargo Fijo Mensual	S//mes	7.20	7.23	7.25	7.27	7.30	7.32	7.34	7.37	7.39	7.41	7.44	7.46

Nota: Elaboración propia con los valores proyectados de los cargos de la tarifa MT2.

Con base en los valores obtenidos en las tablas previas, se realizó el cálculo de la facturación anual proyectada para la institución educativa, teniendo en cuenta un horizonte de análisis de tres años, y que serán mostrados en la tabla N° 29.

Tabla 29:
Proyección de facturación de electricidad a corto plazo con tarifa MT2.

Periodo	2025	2026	2027
Proyección a pagar: Monto Global S/. Inc IGV	S/ 295,946.98	S/ 315,820.89	S/ 334,579.37

Nota: Elaboración propia con los valores proyectados de facturación total con tarifa MT2.

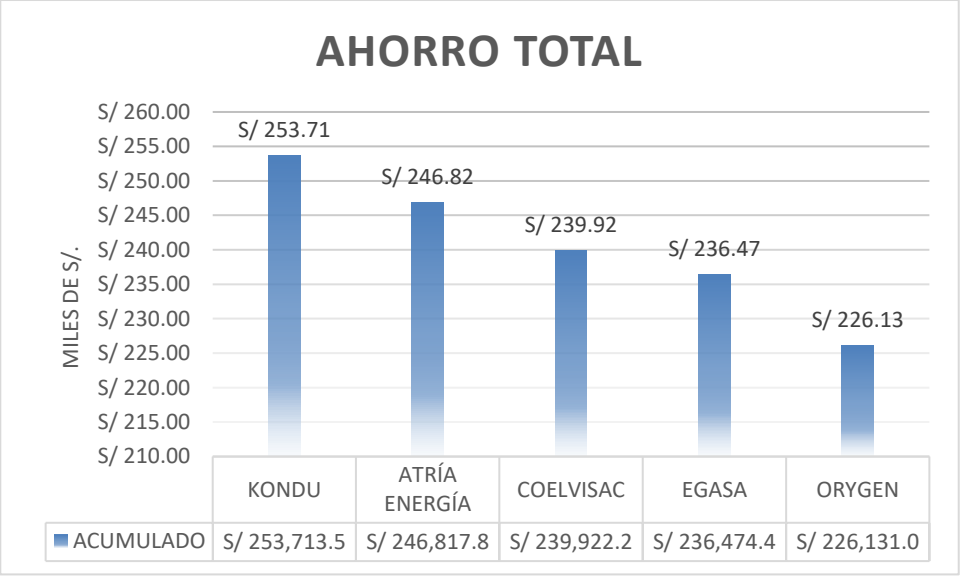
En base al cálculo de la proyección de facturación con tarifa regulada MT2 mostrado en la tabla N° 29, y la simulación de tarifa libre para cada propuesta y tomando los datos de la tabla 27, obtenemos los valores de la tabla N°30:

Tabla 30:
Proyección de ahorros a corto plazo para las distintas propuestas evaluadas en comparación de la simulación con tarifa regulada MT2.

AHORRO PROMEDIO ANUAL (S/.)	2025	2026	2027	ACUMULADO	% DE AHORRO
KONDU	S/ 77,365.24	S/ 84,386.78	S/ 91,961.48	S/ 253,713.50	26.8%
ATRÍA ENERGÍA	S/ 75,211.04	S/ 82,090.45	S/ 89,516.40	S/ 246,817.89	26.1%
COELVISAC	S/ 73,056.83	S/ 79,794.12	S/ 87,071.33	S/ 239,922.28	25.4%
EGASA	S/ 71,979.73	S/ 78,645.96	S/ 85,848.79	S/ 236,474.47	25.0%
ORYGEN	S/ 68,748.41	S/ 75,201.47	S/ 82,181.17	S/ 226,131.05	23.9%

Nota: Elaboración propia con los valores de ahorros por propuesta respecto a la tarifa regulada.

Figura 33:
Gráfico con ahorros acumulados totales para las distintas propuestas en comparación con la tarifa MT2.



Nota: Elaboración propia con los valores obtenidos de la tabla N° 30.

A partir de los valores representados en el Gráfico N.º 33, se observa que la propuesta presentada por la empresa Kondu ofrece la mejor proyección de ahorro acumulado a corto plazo, como resultado de la migración de la institución educativa al régimen de tarifa libre de electricidad.

3.2.3.2 Evaluación Técnica de las Propuestas:

La elección de una propuesta técnico-comercial no debe limitarse únicamente a criterios económicos, sino que debe abordarse desde un enfoque integral. Esto se debe a que las distintas propuestas recibidas pueden contener cláusulas contractuales con implicancias técnicas, comerciales y económicas. En este contexto, se ha elaborado una matriz de calificación que permitirá realizar una evaluación integral de las propuestas. Dicha matriz permitirá calificar de manera sistemática los aspectos más significativos desde una perspectiva técnica.

Nuestra matriz tendrá 3 criterios a evaluar, que son criterio técnico y de servicio, criterio económico y criterio de sostenibilidad, los ítems tendrán en base a porcentajes que se valorarán en base a los requerimientos del usuario.

- Criterio técnico y de servicio:

- Potencia mínima facturable.
- Compensaciones por parte del proveedor respecto al racionamiento y/o incumplimiento de la NTCSE.
- Cambio de cláusulas frente a cambios regulatorios no vigentes.
- Esquema de servicio diferencial de calidad de energía que cumpla la NTCSE.
- Atención mediante centro de control ante necesidades operativas.
- Equipamiento nuevo de medición asociado al nuevo suministro eléctrico será asumido por el postor ganador.
- La facturación por consumos de energía que no superen el 120% se realizará sin aplicar recargos adicionales.
- Propuesta de implementación y procura del sistema de rechazo de carga.

- Criterio económico:
  - Rango horario de máxima demanda según normativa vigente.
  - Sobrecostos a la estructura de facturación.
  - Estructura de precios.
  - Tipo de cambio.
  - Ejecutivo de cuenta.
  - Tiempo de facturación.
  - Valor presente de ahorro.
- Criterio de sostenibilidad:
  - Certificados de energía limpia.
  - Comunicación sobre sostenibilidad.
  - Valor económico de la certificación.

Una vez recepcionadas todas las propuestas y concluida la evaluación económica, se procedió a la elaboración de una matriz de calificación (ver Anexo P: “Matriz de calificación de propuestas técnico-comerciales”), la cual permitió realizar una comparación integral de las alternativas presentadas, con el objetivo de identificar la propuesta más favorable y determinar al proveedor adjudicado para el suministro de electricidad.

Tabla 31:
Resumen de matriz de evaluación de propuestas técnico-económicas.

Condición	Valoración	Kondu	Atría Energía	Coelvisac	Egasa	Orygen
OPCIONAL	33%	0.85	0.63	0.75	0.59	0.57
MENOR VALOR PRESENTE	67%	1.57	1.12	1.36	0.67	0.67
	100%	1.3324	0.9583	1.1587	0.6436	0.637

Nota: Elaboración propia con los valores obtenidos de la matriz de evaluación.

De la Tabla N.º 31, se evidencia que la empresa Kondu ofrece las mejores condiciones contractuales en términos de criterios técnicos, de servicio, económicos y de sostenibilidad. En consecuencia, se determinó que dicha empresa será la adjudicataria del contrato para el suministro eléctrico de la institución educativa.

3.2.3.3 Adjudicar al Suministro Ganador de Licitación y Suscripción de Contrato de Electricidad:

3.2.3.3.1 Adjudicación del Suministro Ganador:

Concluido el análisis técnico-económico y determinado el proveedor adjudicatario del proceso de licitación, la institución educativa procede a comunicar formalmente la decisión mediante la emisión de una carta de adjudicación dirigida al proveedor seleccionado para el suministro de electricidad. Dicha comunicación se encuentra documentada en el Anexo Q: “Carta de adjudicación al suministrador ganador de la licitación").

3.2.3.3.2 Suscripción del Contrato de Electricidad:

Una vez comunicado formalmente al proveedor adjudicado para el suministro de electricidad, se procedió a la revisión legal del contrato de energía libre, considerando las cláusulas estándares presentes en los contratos publicados por OSINERGMIN, por ejemplo, el contrato de suministro de Kondu que se tomó como referencia en la evaluación de la presente investigación. (Ver Anexo R: “Contrato de suministro de electricidad entre Kondu S.A.C y Grupo Santa Elena S.A”).

- Información general: Se identifican las partes contratantes, incluyendo sus razones sociales, representantes legales, números de RUC, domicilios legales y poderes debidamente inscritos.
- CLAUSULA 1: Antecedentes; describe el perfil de ambas partes. La empresa de generación es una sociedad conformada conforme a la legislación peruana, dedicada a la generación y comercialización de electricidad, contando con las autorizaciones correspondientes. El cliente, por su parte, es una entidad legalmente constituida que realiza las actividades detalladas en el Anexo 1, con todas las licencias y permisos necesarios.
- CLAUSULA 2: Objeto y modalidad de contratación; establece el compromiso del cliente de adquirir exclusivamente de la generadora la potencia y energía requeridas para sus operaciones, y la obligación de la generadora de suministrar dichos recursos de forma continua y adecuada.
- CLAUSULA 3: Definiciones, contiene la terminología técnica utilizada en el contrato, proporcionando claridad en la interpretación de los términos.
- CLAUSULA 4: Plazo, define la vigencia del contrato, especificando el día de inicio y el periodo del suministro.
- CLAUSULA 5: Características Técnicas del Suministro, establece las condiciones técnicas mínimas de calidad, continuidad y seguridad del suministro eléctrico.
- CLAUSULA 6: Potencias Contratadas, detalla la potencia comprometida, incluyendo la potencia mínima facturable y los cargos por excesos., además temas como la potencia mínima facturable o excesos de potencia.
- CLAUSULA 7: Medición, describe los equipos e instalaciones de medición, así como las responsabilidades respecto a su instalación, mantenimiento y verificación.
- CLAUSULA 8: Precios, Peajes, Cargos Regulados y Tributos, explica la metodología para la determinación de los precios y cargos aplicables a la facturación, considerando las tarifas del mercado y la normativa vigente.

- CLAUSULA 9: Facturación y pago, especifica la frecuencia, contenido y condiciones para la emisión de facturas y los plazos de pago correspondientes.
- CLAUSULA 10: Responsabilidad de las Partes, define las obligaciones contractuales de cada parte y los alcances de su responsabilidad ante posibles incumplimientos.
- CLAUSULA 11: Coordinaciones Operativas, establece los procedimientos de interacción entre las partes para atender incidencias o situaciones de emergencia en el suministro.
- CLAUSULA 12: Caso Fortuito o Fuerza Mayor, establece las disposiciones aplicables ante situaciones imprevistas, conforme al artículo 1315 del Código Civil.
- CLAUSULA 13: Solución de Controversias, determina los procedimientos para resolver cualquier conflicto derivado del contrato, incluyendo mecanismos de conciliación, arbitraje o jurisdicción competente.
- CLAUSULA 14: Incumplimientos, establece las consecuencias legales aplicables en caso de que alguna de las partes no cumpla con las obligaciones contractuales.
- CLAUSULA 15: Cesión, indica los requisitos y procedimientos para una eventual cesión del contrato a un tercero.
- CLAUSULA 16: Domicilio Legal, Comunicaciones y Representantes, establece los canales oficiales de comunicación y los representantes válidos para efectos contractuales.
- CLAUSULA 17: Leyes Anticorrupción y Antisoborno, ambas partes manifiestan su compromiso con el cumplimiento de la normativa peruana respecto a temas de anticorrupción, antisoborno, lavado de activos y financiamiento del terrorismo, indicando las acciones a seguir ante una infracción.
- CLAUSULA 18: Protección de Datos Personales, detalla las responsabilidades de las partes en cuanto al tratamiento y protección de los datos personales, conforme a la legislación vigente.

3.3 Evaluar la rentabilidad de proyectos de generación solar fotovoltaica considerando la integración de soluciones energéticas.

3.3.1 Evaluar rentabilidad del proyecto solar fotovoltaico.

La evaluación de rentabilidad tiene como propósito determinar la viabilidad económica del sistema de generación solar fotovoltaica a lo largo de su vida útil. Para ello, se emplean indicadores financieros fundamentales como VAN, TIR y el PR, los cuales permiten evaluar la capacidad del proyecto para generar retornos sostenibles en relación con el capital invertido. Los resultados obtenidos sirven como una herramienta clave para la toma de decisiones estratégicas, facilitando la comparación con otras opciones de abastecimiento energético.

Para la evaluación de rentabilidad del proyecto, es necesario contar con información detallada sobre los costos asociados a su implementación. Entre los principales datos de entrada se consideran: el costo de adquisición de equipos, mano de obra, transporte de personal y materiales, así como los gastos de instalación y demás costos operativos vinculados al arranque de la planta solar fotovoltaica. Asimismo, se deben estimar la reducción de costos por la autogeneración de electricidad, en comparación con el suministro convencional. Para el análisis económico se proyecta la tarifa eléctrica regulada, una tasa de depreciación del 2 % y un componente de inversión (CAPEX) asociado al recambio de equipos durante la duración total del proyecto.

3.3.1.1 Costeo de Ejecución del Sistema Solar Fotovoltaico.

Para determinar los costos vinculados a los equipos y el arranque del proyecto, se han considerado precios unitarios obtenidos de proveedores especializados en el suministro de componentes para sistemas fotovoltaicos, instalación y puesta en operación de este tipo de proyectos. Los valores referenciales utilizados se basan en cotizaciones actualizadas y representativas del mercado. El detalle de estos costos se presenta en la Tabla N.º 32.

Tabla 32:
Valores de costeo del proyecto solar fotovoltaico.

COSTEO DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO			
Descripción de equipamento interconectado	**Cantidad(UND)**	**Costo Unitario $USD**	**Costo Total $USD**
Paneles Fotovoltacios LONGI Modelo: LR5-72HPH-555M	144	$175.69	$25,300.00
Inversor Solar SOLIS Modelo: S5-GC36K-LV	2	$3,975.00	$7,950.00
Estructura para paneles fotovoltacios	144	$30.00	$4,320.00
Conductor Fotovoltaico Modelo: S5-GC36K-LV Sección 6mm2	420	$1.90	$798.00
Conductor Fotovoltaico Modelo: S5-GC36K-LV Sección 4mm2	614	$1.40	$859.60
Conductor de baja tensión Modelo: RV-K FOC AWG 2/0	60	$13.50	$810.00
Proteccion Eléctrica: Interruptor termomagnético Easypact EZC 3P 200A TMD	1	$180.00	$180.00
Bastidor Fotovoltaico	1	$800.00	$800.00
Ferretería electrica	1	$500.00	$500.00
Sub total			$41,517.60
Costo de los materiales	1	$41,517.60	$41,517.60
Montaje electromecanico	1	$14,500.00	$14,500.00
Transporte de materiales, seguros y documentación	1	$4,000.00	$4,000.00
Total (Sin incluir IGV)			$60,017.60
IGV (18%)			$10,803.10
Total (Incluido IGV)			$70,820.70

Nota: Elaboración propia con los datos obtenidos de los diferentes provedores.

Para el análisis económico del proyecto, se ha considerado un periodo de 25 años, correspondiente a la vida útil estimada de los activos de generación. Se ha incorporado un análisis de sensibilidad en la generación eléctrica, asumiendo una pérdida del 2 % en el primer año, seguida de una degradación anual del 0.5 % a partir del segundo año. Asimismo, se ha estimado un costo anual por mantenimiento de 850 USD, valor que se ajustará anualmente con una tasa de inflación proyectada del 2 % durante todo el periodo de operación.

3.3.1.2 Cálculos Necesarios para Evaluación Económica:

Para estimar los ahorros generados por la autogeneración fotovoltaica, es necesario proyectar el precio de la energía en HFP correspondiente a la tarifa MT2 para un horizonte de 25 años. Con el fin de determinar la tendencia de crecimiento del costo de la energía en dicho periodo, se ha analizado la evolución histórica de los precios HFP durante los últimos 25 años. Esta tendencia histórica se utilizará como base para proyectar

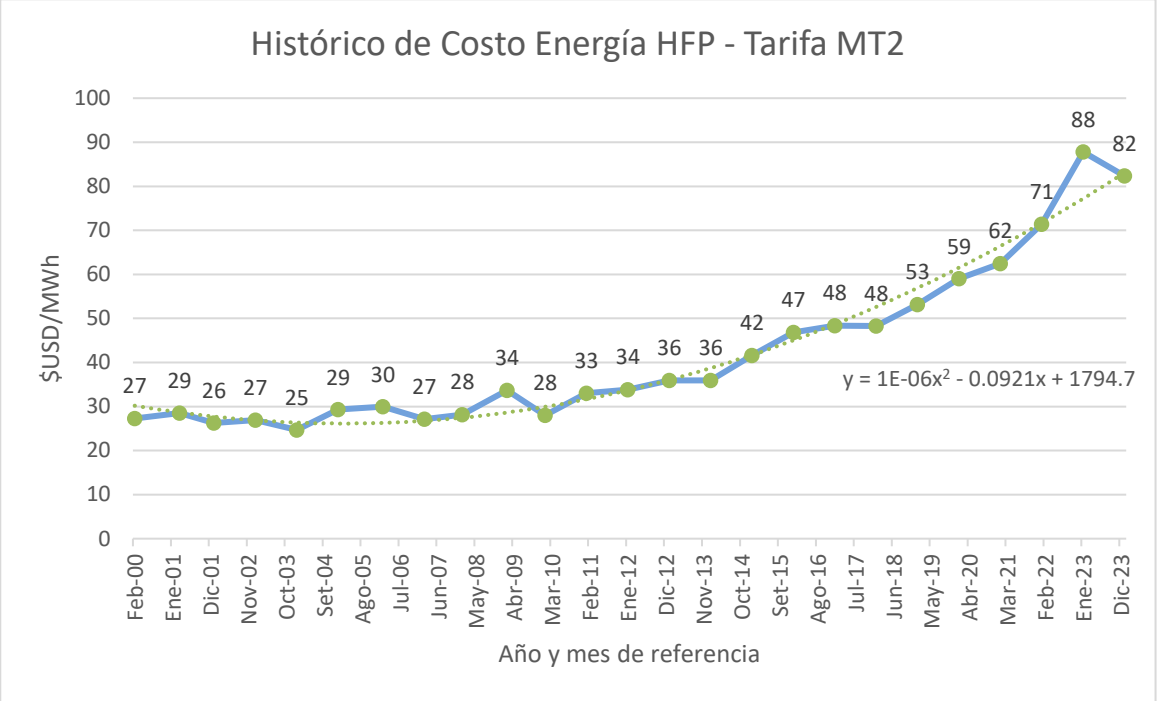
el comportamiento esperado de las tarifas eléctricas en el futuro y, con ello, estimar los ahorros derivados del desplazamiento del consumo convencional mediante generación fotovoltaica, esta proyección de precios será representados en la tabla N°33.

Tabla 33:
Proyección precios de energía en HFP de tarifa MT2 para los próximos 25 años.

HISTORICO		PROYECTADO	
Mes-Año	**$USD/MWh**	**Mes-Año**	**$USD/MWh**
Feb-00	27.3	**Feb-25**	75.1
Mar-01	28.5	**Ene-26**	78.5
Ene-02	26.3	**Ene-27**	72.3
Ene-03	26.9	**Ene-28**	74.2
Ene-04	24.7	**Ene-29**	67.9
Ene-05	29.3	**Ene-30**	80.6
Feb-06	30.0	**Ene-31**	82.5
Feb-07	27.1	**Ene-32**	74.6
Ene-08	28.2	**Ene-33**	77.6
Feb-09	33.7	**Ene-34**	92.8
Ene-10	28.0	**Ene-35**	77.1
Ene-11	33.1	**Ene-36**	91.0
Ene-12	33.8	**Ene-37**	93.1
Ene-13	35.9	**Ene-38**	98.9
Ene-14	35.9	**Ene-39**	98.9
Ene-15	41.6	**Ene-40**	114.5
Ene-16	46.8	**Ene-41**	128.8
Ene-17	48.4	**Ene-42**	133.1
Ene-18	48.3	**Ene-43**	132.9
Ene-19	53.2	**Ene-44**	146.4
Ene-20	59.0	**Ene-45**	162.5
Ene-21	62.4	**Ene-46**	171.9
Ene-22	71.4	**Ene-47**	196.6
Ene-23	87.8	**Ene-48**	241.6
Ene-24	82.4	**Ene-49**	226.7

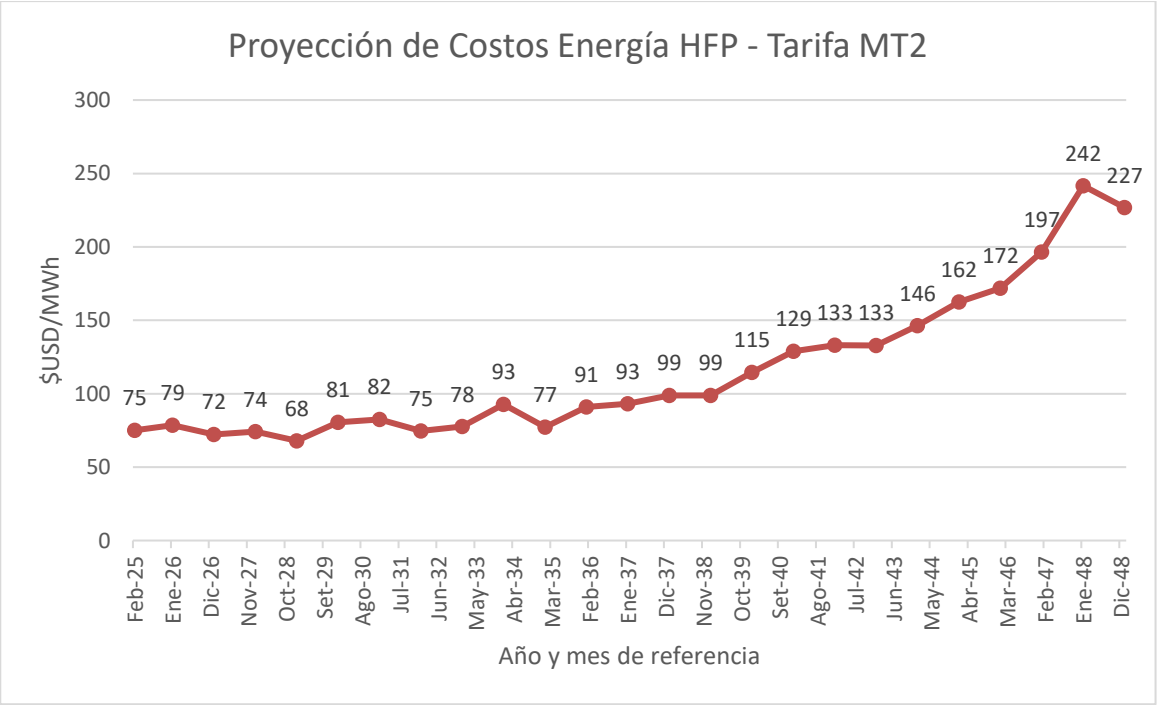
Nota: Elaboración propia con los valores proyectados de los cargos de la tarifa MT2 a 25 años.

Figura 34:
Diagrama de histórico de costos de energía HFP de tarifa MT2.



Nota: Elaboración propia con los datos de la tabla N° 33.

Figura 35:
Diagrama de proyección de costos de energía HFP de tarifa MT2.



Nota: Elaboración propia con los datos de la tabla N° 33.

A partir de los Gráficos N.º 34 y 35, se observa que se aplicó la misma tendencia de curva identificada en el análisis histórico para proyectar los costos de la energía en HFP para un periodo de 25 años, tiempo de vida útil del proyecto solar fotovoltaico. Esta metodología permite mantener la coherencia en el modelo de estimación y sustentar los escenarios de ahorro evaluados en el análisis económico, estos ahorros serán representados en la tabla N° 34.

Tabla 34:
Proyección de ahorros del sistema solar fotovoltaico por toda la vida útil del proyecto.

Año	Energía generada MWh/a	PU Energía USD/MWh	Ahorro anual (USD/a)
1	106.6	75	$7,997
2	104.5	79	$8,255
3	104.0	72	$7,486
4	103.5	74	$7,656
5	102.9	68	$7,000
6	102.4	81	$8,296
7	101.9	82	$8,357
8	101.4	75	$7,605
9	100.9	78	$7,870
10	100.4	93	$9,336
11	99.9	77	$7,691
12	99.4	91	$9,044
13	98.9	93	$9,197
14	98.4	99	$9,741
15	97.9	99	$9,693
16	97.4	115	$11,203
17	96.9	129	$12,504
18	96.4	133	$12,827
19	96.0	133	$12,763
20	95.5	146	$13,940
21	95.0	162	$15,391
22	94.5	172	$16,259
23	94.1	197	$18,529
24	93.6	242	$22,648
25	93.1	227	$21,138
Referencia: Sensibilidad de Generación 0.5%			

Nota: Elaboración propia con los datos del software Helioscope (2025) y la tabla N° 33.

A continuación, se detallan las consideraciones adicionales para la evaluación del flujo de caja del proyecto, en función de los datos previamente calculados:

- CAPEX (Inversión inicial): Corresponde al costo total de implementación del sistema solar fotovoltaico, calculado en la tabla N°32, y asciende a 70,821 USD.
- OPEX (Gastos operativos): Representado por el costo anual de mantenimiento, de 850 USD, el cual se ajustará anualmente por una tasa de inflación del 2 %.
- Energía generada: La producción anual estimada de energía eléctrica es de 106.6 MWh, valor que será utilizado para calcular los ahorros anuales por autogeneración.
- CAPEX de recambio: Se contempla una inversión adicional en el año 15 por concepto de reemplazo de inversores. Este costo incluye los equipos, la mano de obra y el IGV, ajustado también por inflación. El valor actualizado se calcula mediante la fórmula:

$$M_t = M_{t0}\ x\ (1 + Inflación)^t$$

$$M_{15} = (7950 + 1200 + 1647)x\ (1 + 2\%)^{15} \sim 14530$$

- Depreciación: Se aplicará depreciación contable al proyecto, conforme a la normativa vigente, como parte del análisis financiero integral.

Ahora se presentan los resultados del análisis económico, aplicando los principales indicadores económicos: VAN, TIR, PR y el Costo Nivelado de Energía (LCOE). Para estos cálculos se utilizó los valores representados en la Tabla N.º 34 y las fórmulas correspondientes:

- Valor Actual Neto (VAN): El VAN se calcula mediante la Ecuación (15):

$$VAN = -Io + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{BN_t}{(1+i)^t}$$

$$VAN = -70821 + \sum_{t=1}^{t=25} \frac{BN_t}{(1+0.1)^t} = 26{,}0448.00$$

Resultado: El VAN del proyecto es 26,044.80 USD, lo que evidencia que el proyecto es económicamente viable, al generar valor sobre la inversión inicial.

- Tasa Interna de Retorno (TIR) y Periodo de Recuperación (PR): La TIR se obtiene al resolver la Ecuación (16), igualando el VAN a cero:

$$0 = -Io + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{BN_t}{(1+Tir)^t}$$

$$0 = -70821 + \sum_{t=1}^{t=25} \frac{BN_t}{(1+Tir)^t} = 0.14 = 14\%$$

Determinamos que el TIR es de 14% y el PR es de 8 años, es decir, a partir de ese año se comienzan a generar beneficios netos acumulados positivos.

- Costo Nivelado de Energía (LCOE): El LCOE se calcula aplicando la Ecuación (14):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{I_t + M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Cálculo del numerador (costos actualizados):

$$\sum_{t=1}^{t=n} \frac{I_t + M_t}{(1+i)^t} = 70821 + \frac{850}{(1+0.10)^1} + \ldots + \frac{1367.18}{(1+0.10)^{25}} = 79836.85\ \$USD$$

Cálculo del denominador (energía generada actualizada):

$$\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t}{(1+i)^t} = \frac{106629}{(1+0.10)^1} + \ldots + \frac{93117}{(1+0.10)^{25}} = 920224.3\ kWh$$

Reemplazando los resultados parciales anteriores tenemos:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{I_t + M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t}{(1+i)^t}} = \frac{79836.85\ USD}{920224.3\ kWh} = 0.086\ {}^{USD}/_{kWh}$$

Resultado: El LCOE estimado del proyecto es 0.086 USD/kWh, lo que representa un costo competitivo frente a las tarifas convencionales del mercado eléctrico.

Tendremos las consideraciones de la tabla N°35.

Tabla 35:
Consideraciones para elaboración de flujo de caja económico del proyecto solar fotovoltaico

CAPEX (USD)	$70,820.70
OPEX (USD)	$850.00
Capex por recambio	$14,530.00
Aplica depreciación	SI

Consideraciones	
Energía generada	106.6
Aumento tarifario	Proyección
Incremento Opex	2%

Nota: Elaboración propia con los datos de la tabla N° 32 y el software Helioscope (2025).

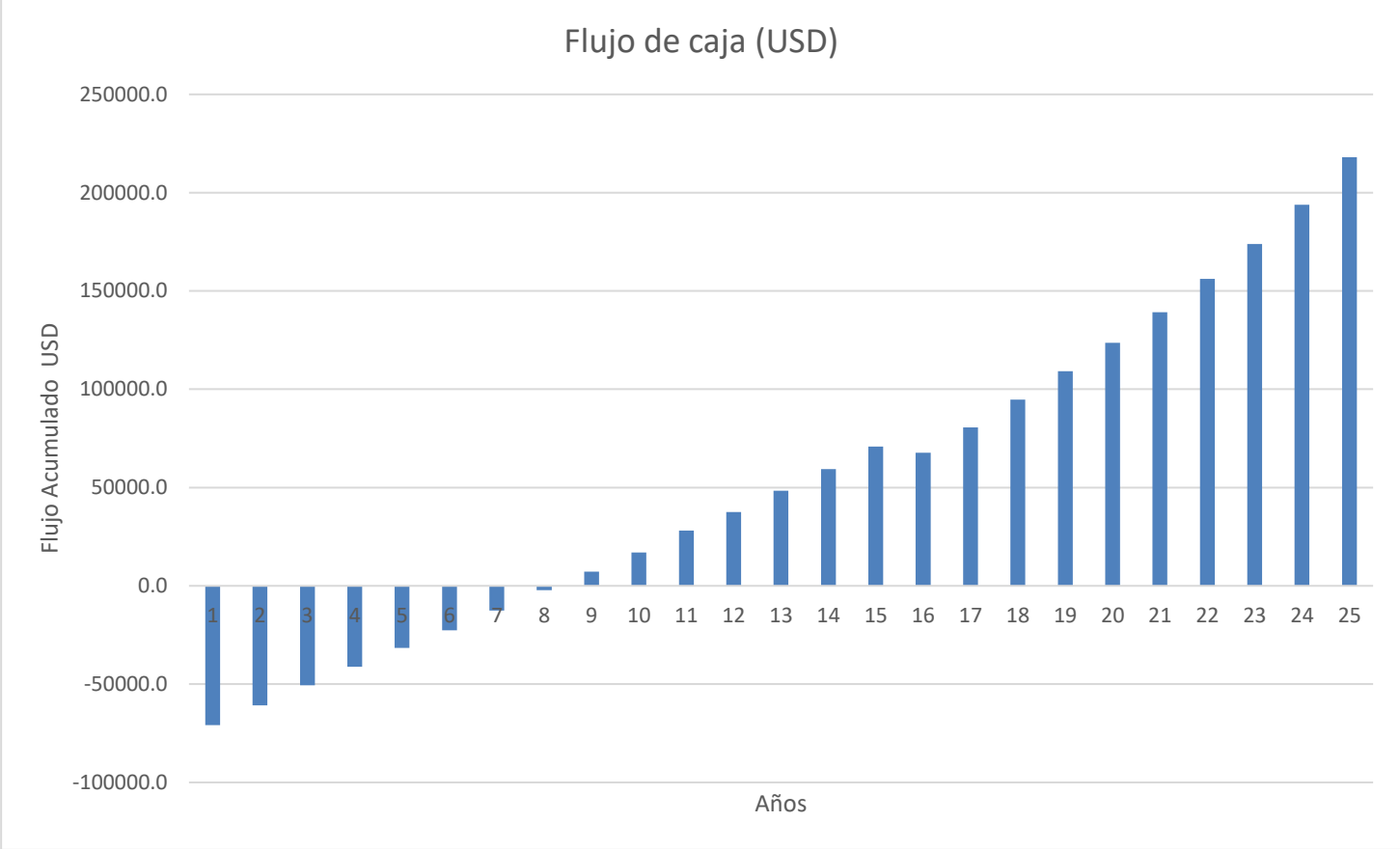
Tabla 36:
Flujo de caja económico del proyecto solar fotovoltaico.

	Generación fotovoltaica.	OPEX	Drepreciación	Inversión	Reposición de activos	Flujo neto económico	Flujo acumulado	PRI
AÑO	USD		USD	USD	USD	USD	USD	AÑO
0				-70820.7		-70820.7	-70820.7	1
1	7997.2	-850.0	2832.8			9980.0	-60840.7	2
2	8255.2	-867.0	2832.8			10221.0	-50619.7	3
3	7486.1	-884.3	2832.8			9434.6	-41185.0	4
4	7655.6	-902.0	2832.8			9586.4	-31598.6	5
5	6999.7	-920.1	2832.8			8912.5	-22686.2	6
6	8296.2	-938.5	2832.8			10190.6	-12495.6	7
7	8356.6	-957.2	2832.8			10232.2	-2263.4	8
8	7605.0	-976.4	2832.8			9461.5	7198.1	8
9	7869.7	-995.9	2832.8			9706.6	16904.7	8
10	9336.2	-1015.8	2832.8			11153.2	28057.8	8
11	7691.3	-1036.1	2832.8			9488.0	37545.8	8
12	9044.3	-1056.9	2832.8			10820.2	48366.1	8
13	9196.8	-1078.0	2832.8			10951.7	59317.7	8
14	9741.2	-1099.6	2832.8			11474.5	70792.2	8
15	9692.5	-1121.6	2832.8		-14530.0	-3126.2	67666.0	8
16	11202.7	-1144.0	2832.8			12891.5	80557.5	8
17	12503.7	-1166.9	2832.8			14169.6	94727.2	8
18	12826.9	-1190.2	2832.8			14469.5	109196.7	8
19	12762.8	-1214.0	2832.8			14381.6	123578.3	8
20	13940.2	-1238.3	2832.8			15534.8	139113.1	8
21	15390.6	-1263.1	2832.8			16960.4	156073.4	8
22	16258.9	-1288.3	2832.8			17803.4	173876.8	8
23	18529.0	-1314.1	2832.8			20047.8	193924.6	8
24	22647.7	-1340.4	2832.8			24140.2	218064.8	8
25	21137.7	-1367.2	2832.8			22603.4	240668.2	8

Nota: Elaboración propia con los datos de la tabla N° 34 y 35.

Figura 36:
Gráfico del flujo de caja de proyecto solar fotovoltaico.

TIR	**%**	14%
VAN@WACC 10%	**USD**	26048.20
PIR	**años**	8.00



Nota: Elaboración propia con los datos de la tabla N° 36.

A partir del análisis del flujo de caja presentado en la Tabla N.º 36 y del comportamiento ilustrado en el Gráfico N.º 36, se validan los resultados obtenidos en la evaluación financiera del proyecto. Se confirma un VAN de 26,044.80 USD, una TIR del 14 %, y un PR de ocho (8) años. Estos indicadores respaldan la viabilidad económica del proyecto solar fotovoltaico, evidenciando su capacidad para generar retornos sostenibles sobre la inversión inicial.

3.3.2 Factibilidad del proyecto solar fotovoltaico incluyendo ahorros por migración a cliente libre:

Como etapa final de la presente investigación, se procede a realizar la evaluación de rentabilidad del proyecto considerando de manera integrada ambas soluciones energéticas: la implementación del sistema solar fotovoltaico y los ahorros obtenidos por la migración al régimen de usuario libre de electricidad. Para este análisis conjunto, se estima el ahorro total derivado de la autogeneración eléctrica bajo la nueva tarifa del mercado libre, aplicando un incremento proyectado del 2 % anual en el costo de la energía. Asimismo, se contempla una tasa de depreciación del 2 % y un componente de inversión (CAPEX) asociado al recambio de equipos durante la vida útil del sistema, garantizando un análisis financiero completo y realista del proyecto.

A continuación, se determinan los ahorros totales generados por la autogeneración mediante el sistema solar fotovoltaico, en sinergia con los ahorros obtenidos de la migración al régimen de usuario libre de electricidad. Los montos resultantes de esta evaluación integrada se presentan en la Tabla N.º 37, los cuales constituyen la base para el análisis de rentabilidad global del proyecto.

Tabla 37:
Ahorros económicos anuales por la integración de soluciones energéticas.

CAPEX (USD)	$70,820.70		**Consideraciones**	
OPEX (USD)	$850.00		**Energía generada**	106.6
Capex por recambio	$14,530.00		**Aumento tarifario**	2%
Aplica depreciación	SI		**Incremento Opex**	2%

Año	Energía generada MWh/a	Precio unitario de energía USD/MWh	Ahorro por paneles (USD/a)	Ahorro por Contrato Mercado Libre	Ahorro total anual (USD/a)
1	106.6	43.00	$4,585	$21,000	$25,585
2	104.5	43.86	$4,583	$21,210	$25,793
3	104.0	44.74	$4,652	$21,422	$26,074
4	103.5	45.63	$4,721	$21,636	$26,357
5	102.9	46.54	$4,791	$21,853	$26,644
6	102.4	47.48	$4,863	$22,071	$26,934
7	101.9	48.42	$4,935	$22,292	$27,227
8	101.4	49.39	$5,009	$22,515	$27,523
9	100.9	50.38	$5,083	$22,740	$27,823
10	100.4	51.39	$5,159	$22,967	$28,126
11	99.9	52.42	$5,236	$23,197	$28,433
12	99.4	53.47	$5,314	$23,429	$28,743
13	98.9	54.53	$5,393	$23,663	$29,056
14	98.4	55.63	$5,473	$23,900	$29,373
15	97.9	56.74	$5,555	$24,139	$29,694
16	97.4	57.87	$5,638	$24,380	$30,018
17	96.9	59.03	$5,722	$24,624	$30,346
18	96.4	60.21	$5,807	$24,870	$30,677
19	96.0	61.41	$5,893	$25,119	$31,012
20	95.5	62.64	$5,981	$25,370	$31,351
21	95.0	63.90	$6,070	$25,624	$31,694
22	94.5	65.17	$6,161	$25,880	$32,041
23	94.1	66.48	$6,253	$26,139	$32,392
24	93.6	67.81	$6,346	$26,400	$32,746
25	93.1	69.16	$6,440	$26,664	$33,105

Nota: Elaboración propia con los datos de la tabla N° 33 y datos del software Helioscope (2025).

Se muestran los resultados del análisis financiero del proyecto, aplicando los principales indicadores económicos: VAN, TIR y PR. Para estos cálculos se utilizó la información contenida en la Tabla N.º 37 y las fórmulas correspondientes:

- Valor Actual Neto (VAN): El VAN se calcula mediante la Ecuación (15):

$$VAN = -Io + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{BN_t}{(1+i)^t}$$

$$VAN = -70821 + \sum_{t=1}^{t=25} \frac{BN_t}{(1+0.1)^t} = 194{,}154.00$$

Resultado: El VAN del proyecto es 194,154.00 USD, lo que representa que el proyecto es económicamente viable, al generar valor sobre la inversión inicial.

- TIR y PR: La TIR se obtiene al resolver la Ecuación (16), igualando el VAN a cero:

$$0 = -Io + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{BN_t}{(1+Tir)^t}$$

$$0 = -70821 + \sum_{t=1}^{t=25} \frac{BN_t}{(1+Tir)^t} = 0.40 = 40\%$$

Determinamos que el TIR es de 40% y el PR es de 3 años, es decir, a partir de ese año se comienzan a generar beneficios netos acumulados positivos.

Ahora para realizar la evaluación en un flujo de caja, tendremos las consideraciones de la tabla N°37.

A partir del análisis del flujo de caja presentado en la Tabla N.º 38 y del comportamiento ilustrado en el Gráfico N.º 38, se validan los resultados obtenidos en la evaluación económica del proyecto. Se confirma un VAN de 194,154.00 USD, una TIR del 40 %, y un PR de tres (3) años. Estos indicadores respaldan la viabilidad económica del proyecto solar fotovoltaico, evidenciando su mayor capacidad para generar retornos sostenibles sobre la inversión inicial al integrar las dos soluciones energéticas.

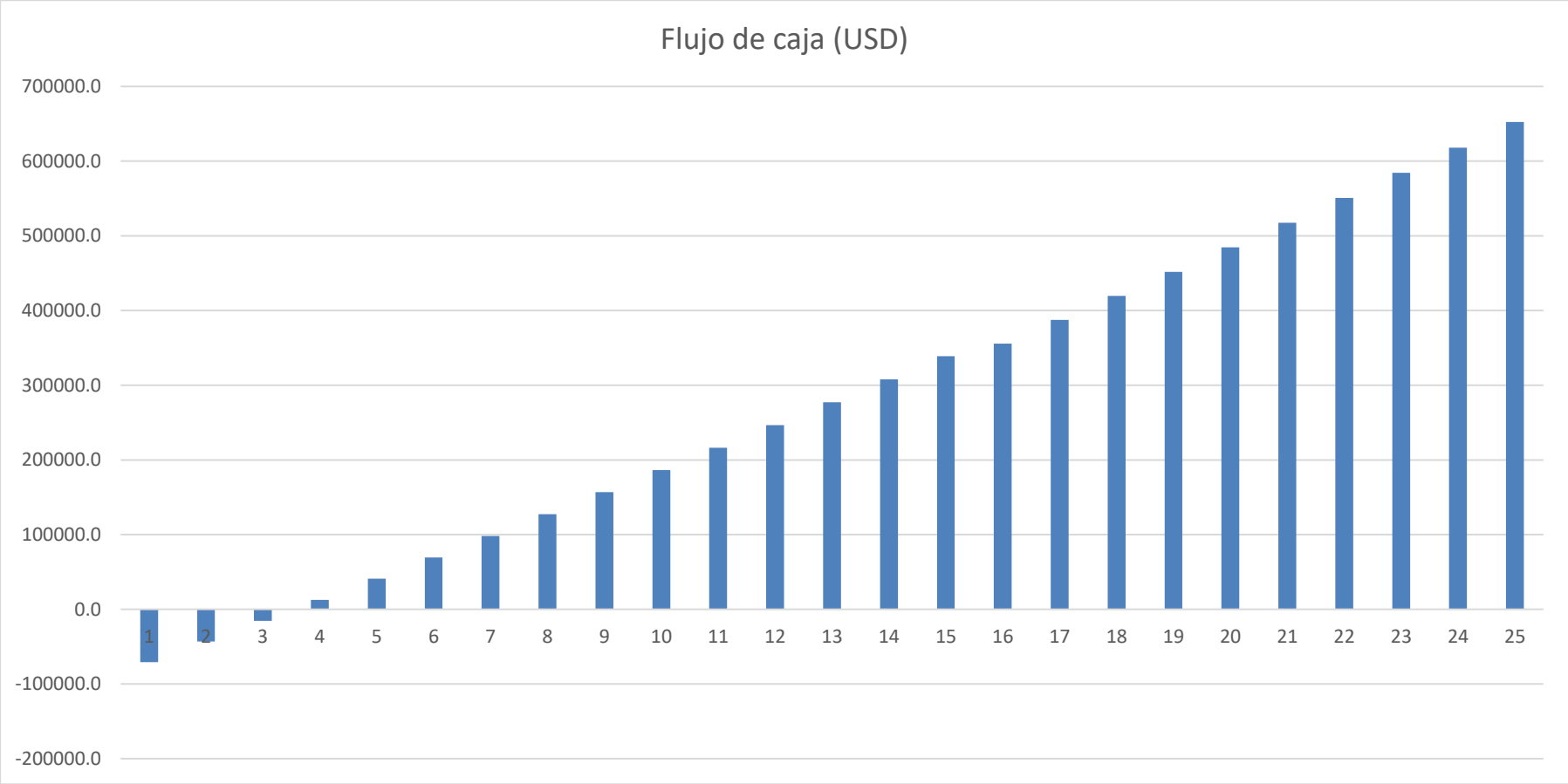
Tabla 38:
Flujo de caja económico del proyecto solar fotovoltaico incluyendo ahorro por integración de soluciones energéticas.

	Generación fotovoltaica.	OPEX	Drepreciación	Inversión	Reposición de activos	Flujo neto económico	Flujo acumulado	PIR
AÑO	USD		USD	USD	USD	USD	USD	AÑOS
0				-70820.7		-70820.7	-70820.7	1
1	25585.0	-850.0	2832.8			27567.9	-43252.8	2
2	25793.2	-867.0	2832.8			27759.0	-15493.8	3
3	26073.6	-884.3	2832.8			28022.1	12528.3	3
4	26357.1	-902.0	2832.8			28287.9	40816.2	3
5	26643.8	-920.1	2832.8			28556.6	69372.8	3
6	26933.7	-938.5	2832.8			28828.1	98200.9	3
7	27226.9	-957.2	2832.8			29102.5	127303.4	3
8	27523.4	-976.4	2832.8			29379.8	156683.3	3
9	27823.1	-995.9	2832.8			29660.1	186343.3	3
10	28126.3	-1015.8	2832.8			29943.3	216286.6	3
11	28432.8	-1036.1	2832.8			30229.5	246516.1	3
12	28742.8	-1056.9	2832.8			30518.8	277034.9	3
13	29056.3	-1078.0	2832.8			30811.1	307845.9	3
14	29373.3	-1099.6	2832.8			31106.5	338952.5	3
15	29693.8	-1121.6	2832.8		-14530.0	16875.1	355827.5	3
16	30018.0	-1144.0	2832.8			31706.8	387534.3	3
17	30345.8	-1166.9	2832.8			32011.7	419546.1	3
18	30677.3	-1190.2	2832.8			32319.9	451866.0	3
19	31012.5	-1214.0	2832.8			32631.3	484497.3	3
20	31351.5	-1238.3	2832.8			32946.0	517443.3	3
21	31694.3	-1263.1	2832.8			33264.1	550707.4	3
22	32041.0	-1288.3	2832.8			33585.5	584292.9	3
23	32391.6	-1314.1	2832.8			33910.3	618203.2	3
24	32746.2	-1340.4	2832.8			34238.6	652441.9	3
25	33104.7	-1367.2	2832.8			34570.4	687012.2	3

Nota: Elaboración propia con los datos de la tabla N° 37.

Figura 37:
Gráfico del flujo de caja de proyecto solar fotovoltaico incluyendo ahorros por migración a usuario libre.

TIR	**%**	40%
VAN@WACC 10%	**USD**	194153.70
PIR	**años**	3.00



Nota: Elaboración propia con los datos de la tabla N° 38

Capitulo IV. Resultados, Contrastación de Hipótesis y Discusión de Resultados.

4.1 Resultados.

En esta sección se presentan los principales resultados obtenidos a partir del desarrollo del diseño y los cálculos técnicos realizados. Los datos expuestos permiten validar la factibilidad de la solución propuesta y constituyen la base para su implementación.

Como resultado del estudio técnico y económico, se identificó que la institución educativa registró un consumo anual de 442.82 MWh en 2024, con un promedio diario de 1,209.9 kWh, y una facturación total de S/. 279,443.05. A partir de este análisis, y considerando un valor de irradiación promedio de 5.73 kWh/m²/día, y la simulación realizada en el software Helioscope se diseñó una planta solar fotovoltaica compuesta por 144 paneles LONGI de alta eficiencia de modelo LR5-72HPH-555M, instalados con una inclinación de 15°, y operados mediante dos inversores Solís modelo S5-GC36K-LV de 36 kW, junto con un sistema de protección Schneider de 200 A y conductores de corriente continua tipo H1Z2Z2-K y corriente alterna trifásicos RVK. Además, se verificó que la institución cumple con los requisitos para migrar de usuario regulado a libre, al superar los 200 kW de demanda en ciertos meses durante un año, y se realizó la licitación de suministro de energía, y después de una valuación técnica y económica se adjudicó el suministro a la empresa Kondu por ofrecer las mejores condiciones técnicas y económicas. Finalmente, se evaluó la rentabilidad del proyecto, obteniendo un VAN de 26,044.80 USD, una TIR del 14 % y un PRI de 8 años para el sistema solar por sí solo, mientras que, al integrar el ahorro por el cambio tarifario, estos valores mejoran significativamente a un VAN de 194,154.00 USD, una TIR del 40 % y un PRI de tan solo 3 años, lo cual demuestra la alta viabilidad económica del proyecto y su impacto positivo tanto en costos como en sostenibilidad.

4.2 Contrastación de la Hipótesis.

En esta sección se lleva a cabo la contrastación de la hipótesis planteada, de los resultados obtenidos y el análisis correspondiente. El objetivo es verificar si los datos respaldan la hipótesis inicial, permitiendo así establecer conclusiones fundamentadas respecto al planteamiento del problema.

- Se plantean: Hi = Hipótesis de la investigación: La integración de soluciones energéticas, como una planta solar para complemento de la red de distribución y la negociación de condiciones en el mercado libre de electricidad, permitirá reducir los costos eléctricos en instituciones educativas de Lima, Perú.
- Ho = Hipótesis nula: La integración de soluciones energéticas, como una planta solar fotovoltaica para complemento de la red de distribución y la negociación de condiciones en el mercado libre de electricidad, no permitirá reducir los costos eléctricos en instituciones educativas de Lima, Perú.

Tras la evaluación de la rentabilidad de un proyecto de generación solar en una institución educativa de Lima, se analizó el impacto de la integración de soluciones energéticas complementarias para reducir los costos de electricidad de la institución educativa.

Inicialmente, el proyecto presentó un VAN de 26,044.80 USD, una TIR del 14 %, y un PRI de ocho años. Posteriormente, con la incorporación de soluciones energéticas, se evidenció una mejora significativa: el VAN se multiplicó por siete, la TIR se triplicó aproximadamente y el PRI se redujo a menos de la mitad.

Estos resultados permiten concluir que la fusión de soluciones energéticas repercute de manera positiva y significativa en la reducción de costos de electricidad y la rentabilidad de proyectos solares fotovoltaicos. Finalmente, se confirma la hipótesis de investigación (Hi) y se rechaza la hipótesis nula (Ho).

4.3 Discusión de Resultados.

Los resultados obtenidos en la presente investigación reflejan una mejora en los indicadores financieros del proyecto tras la implementación de soluciones energéticas

integradas. El VAN se incrementó de 26,044.80 USD a 194,154.00 USD; la TIR pasó del 14 % a aproximadamente 40 %; y el PRI se redujo de ocho a tres años. Estos resultados superan los reportados por (Barquerizo y otros, 2022), quienes evaluaron un sistema fotovoltaico con almacenamiento BESS y obtuvieron un VAN de 2,502,942.61 USD con una TIR de 13.39 %. Asimismo, (León & Fernandez, 2021) reportaron un VAN de 18,730.00 USD y una TIR de 25 % en un proyecto de generación solar on-grid, lo cual respalda la viabilidad económica de los sistemas solares fotovoltaicos. No obstante, la integración de soluciones energéticas adicionales en el presente estudio como migración a usuario libre de electricidad ha potenciado los indicadores financieros, lo que coincide con las conclusiones de (Rios, 2019), quien determinó que la incorporación de sistemas de gestión energética y modelos de eficiencia permite reducir los costos de facturación eléctrica. Esta evaluación se ve aún más fortalecida con el ahorro adicional derivado de la migración al régimen de usuario libre, el cual ascendió a S/. 253,713.00 por tres años de análisis. Este resultado es coherente con lo expuesto por (Lázaro, 2022), quien calculó que con la migración a la tarifa libre generó una reducción de hasta el 47 % en los costos de facturación eléctrica.

Las diferencias observadas entre las distintas investigaciones pueden atribuirse a la variación de elementos como la ubicación geográfica y el nivel de irradiación solar, el perfil y nivel de consumo energético, así como las condiciones particulares de los contratos de energía. En conjunto, la triangulación entre los resultados obtenidos, los antecedentes investigativos y los fundamentos del marco teórico permite validar la efectividad técnica y económica de la propuesta desarrollada en este estudio.

Conclusiones

[1] Se concluye que el dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución, considerando adecuadamente la cantidad y tipo de paneles, inversores, conductores y protecciones eléctricas, permitió optimizar los costos de los componentes, suministros e implementación del sistema. Esto garantizó tanto su eficiencia técnica como su viabilidad económica, alcanzando un TIR del 14% y un VAN de 26,044.80 USD.

[2] Se concluye que el cambio de condición de usuario regulado a usuario libre de electricidad es viable, debido a que el beneficio económico proyectado asciende a S/. 253,713.00 para un horizonte de tres años. Este cambio permitió acceder a una tarifa eléctrica competitiva, generando un impacto positivo del 27% en los costos de electricidad respecto a la tarifa como cliente regulado.

[3] Se concluye que la integración de soluciones energéticas complementarias, como: i) la instalación de una planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución y ii) la negociación de migración al régimen de usuario libre; mejoró los indicadores financieros del proyecto. El VAN se incrementó de 26,044.80 USD a 194,154.00 USD; la TIR aumentó del 14 % a aproximadamente 40 %; y el PRI se redujo de ocho a tres años, lo que resulta en una mejora significativa a la rentabilidad del proyecto de generación.

[4] Se concluye que es factible reducir los costos de electricidad en una institución educativa de Lima mediante la integración de soluciones energéticas complementarias, como una planta solar fotovoltaica complemento de la red de distribución y la negociación de tarifas eléctrica, logrando una reducción promedio anual de los costos de electricidad de 29,150.00 USD.

Recomendaciones

[1] Realizar un estudio técnico detallado para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, considerando variables clave como el perfil de consumo, irradiación solar, espacio disponible y eficiencia de los componentes, con el fin de garantizar la viabilidad técnica y económica del proyecto desde su etapa inicial.

[2] Evaluar la migración al régimen de usuario libre de electricidad, especialmente en instituciones con consumos elevados, ya que este cambio permite negociar condiciones contractuales más favorables y acceder a tarifas más competitivas, generando ahorros significativos a mediano y largo plazo.

[3] Implementar soluciones energéticas integradas, que combinen autogeneración mediante fuentes renovables y estrategias de gestión energética, con el objetivo de maximizar los beneficios financieros, mejorar los indicadores de rentabilidad y reducir la dependencia del sistema eléctrico convencional.

[4] Impulsar la implementación de proyectos con fuentes de energía renovable en instituciones educativas y otras entidades públicas o privadas, no solo como una estrategia de ahorro económico, sino también como una acción concreta hacia la sostenibilidad y la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.

[5] Realizar un seguimiento continuo de los indicadores energéticos y financieros del sistema, con el fin de asegurar su óptimo funcionamiento, identificar oportunidades de mejora operativa y evaluar la posibilidad de ampliaciones o nuevas inversiones en eficiencia energética.

Referencias

Aliaga Bautista, R. (2008). *Optimización de costos en la facturación eléctrica aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una correcta aplicación del marco regulatorio y la ley de concesiones eléctricas y su reglamento. DL 25844– DS 093-2003.* Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.

Alvarado, J., & Matos, M. (2019). El contrato de suministro en el mercado libre de electricidad: Nociones generales y apuntes para su entendimiento. *Revista De Derecho Administrativo*, 188-219.

Álvarez Esquivel. (2016). *Algoritmo para el Precio Básico de la Potencia.*

Arango, M. (2022). *Análisis de la Transición Energética en los Países Latinoamericanos y el Poder de Decisión de los Usuarios Finales.* Medellín, Colombia: Universidad EIA.

Arroyo Gordillo, P., & Vásquez Rivas Plata, R. (2016). *INGENIERÍA ECONÓMICA: ¿CÓMO MEDIR LA RENTABILIDAD DE UN PROYECTO?* Lima: Fondo Editorial, Universidad de Lima.

Barquerizo, R., Canchari, H., Polo, J., Poma, I., & Valenzuela, R. (2022). *Evaluación de generación de energía eléctrica mediante un sistema solar .* Perú: Esan Graduate School of Business.

Blackmore, B. (31 de Marzo de 2010). Consejos para bajar costos. (A. Hernández, Entrevistador)

Borja Perez. (2020). *TODO LO QUE NECESITAS SABER SOBRE LA ENERGIA FOTOVOLTAICA PARA DUMMIES.* SOLARENERGY ACADEMY.

Campo Arranz, R., Del Campo Domínguez, M., & Rodrigo Raya, V. (2014). *Gestion de Proyectos. .* España: RA MA.

Castejón, A., & Santamaría, G. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltacias.* España: EDITEX.

COES. (2019). *Estadistica de Operación.* COES SINAC. https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica2019

COES. (2021). *Boletines Mensuales*. COES SINAC. https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/

Colmenar, A., Borge, D., Collado, E., & Castro, M. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes.* España: UNED.

Congreso de la Republica. (2006). *LEY Nº 28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.* Lima.

Dammert Lira, A., Molinelli Aristondo, F., & Garcia Carpio, R. (2013). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico.* Lima: Fondo editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

De la Cruz Sandoval, R., & García Carpio, R. (2003). *La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú.* Lima: Informe Final. CIES.

De la Torre, A. (2022). *DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA PARA EL BLOQUE "D" DEL CAMPUS SUR DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

Díaz Corcobado, T., & Carmona Rubio, G. (2010). *INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS.* España: MC GRAW HILL Interamericana de España S.A.

Enríquez Harper, G. (2016). *Instalaciones y Sistemas Fotovoltaicos.* México: LIMUSA.

Gamio Aita, P. (26 de 09 de 2018). *Transición energética: un cambio necesario en el Perú.* PLURIVERSIDAD. https://doi.org/10.31381/pluriversidad.v1i1.1678

García, A., & Sánchez, P. (2009). *Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.* Decreto Supremo (N°022-2009-EM).

Hydronik. (20 de marzo de 2025). *Tipo de Paneles: Hydronik*. Hydronik Página Web. https://hydronik.es/tipos-de-paneles-solares/

Lázaro, K. (2022). *AHORRO ECONÓMICO MEDIANTE LA EVALUACIÓN TARIFARIA .* Arequipa, Perú: Universidad Católica de Santa María .

León, K., & Fernandez, M. (2021). *DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO E .* Lima: Universidad Nacional del Callao.

Lumisolar. (14 de 03 de 2025). *Sistema Hibirdo: Lumisolar.* Lumisolar Web site. https://www.lumisolar.pe/sistema-hibrido/

Madrid Amaya, G. (2011). *Determinación de los criterios técnicos y económicos para el ingreso al mercado libre de electricidad en el Perú-caso empresa HAYDUK S.A.* Perú: Universidad Nacional del Santa.

Matos, M., & Vargas, E. (2024). *LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA COMO FORMA DE ACCEDER AL AUTOCONSUMO ELÉCTRICO A PEQUEÑA ESCALA.* Perú: Santiváñez Abogados.

MINEDU. (2023). *Censo Escolar: Estadisitica de la Calidad Educativa ESCALE*. Estadisitica de la Calidad Educativa ESCALE. https://escale.minedu.gob.pe/censo-escolar-eol/

Ministerio de Energía y Minas. (2013). *Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento.* Decreto Supremo (N°009-93-EM).

Miranda Seminario, L., & Alvarez Jara, A. (2015). *Influencia del comercializador de energía en la reducción de la tarifas eléctricas.* Perú: Universidad Nacional del Santa.

Ordoñez Garcia, A. (26 de enero de 2023). *Clima y lugar, Relación Sol-Tierra: Seis Cubos.* Seis Cubos Pagina Web. https://www.seiscubos.com/conocimiento/efecto-de-la-radiacion-solar-en-la-tierra

Ortega Mateos, R. (2015). *Instalaciones de edificios.* España: Elearning.

OSINERGMIN. (1992). *DECRETO LEY Nº 25844 Ley de Concesiones Eléctricas .* Perú: Gobierno de la Republica del Perú.

OSINERGMIN. (2005). *Proyecto de Norma Condiciones de Aplicación de Tarrifas en Barra.* Lima: Gobierno del Perú.

OSINERGMIN. (2016). *Resumen del Mercado Libre.* Lima: Gobierno del Perú.

OSINERGMIN. (20 de marzo de 2025). *Publicaciones: Osinergmin .* Osinergmin Pagina Web. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/Publicacionesgrt/INFORMES TRIMESTRALES/Tarifas internacionales

Pérez, Á., & Ortiz, L. (2021). Despliegue Óptimo de Redes de Distribución y Generación Distribuida para Microredes Eléctricas Híbridas CA Aisladas usando Método Heurístico. *Serie Científica De La Universidad De Las Ciencias Informáticas*, 80-96.

Perpiñán Lamigueiro, O. (2020). *Energía solar fotovoltaica.* España: Creative Commons.

Puigcercos. (20 de 03 de 2025). *Servicios: Energía Solar fotovoltaica Aislada*. Puigcercós Pagina Web. https://www.puigcercos.com/energia-renovable/fotovoltaica/solar-aislada/

Rios, H. (2019). *Propuesta de Implementación de un Sistema de Gestión de Energía bajo la Norma ISO 50001, para la Reducción de Costos en Taller de Mantenimiento Mecánico de una Empresa Minera.* Perú: Universidad Esan.

Rojas, J., Vergel, M., & Orjuela, S. (2021). Análisis del potencial uso de la Generación Distribuida en Colombia. *Revista de la Universidad Francisco de Paula Santander*, 428-440.

Sánchez, A., Martínez, D., Santos, R., Ortega, J., & Sanchez, P. (2017). *Aplicaciones Fotovoltaicas de la Energía Solar en los Sectores Residencial, Servicio e Industrial.* México: COMERCIALIZADORA NAXFRA S.A.

Sebastian, E. (20 de marzo de 2025). *Concepto de Watt Pico* . Elisteo Sebastían Energía Solar Página Web. https://eliseosebastian.com/watt-pico-significado-exacto/

Serna, L. (2021). *Análisis de Impacto Regulatorio del Esquema Tarifario Óptimo para la Implementación de la Generación Eléctrica Distribuida en el Perú.* Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú.

Shutterstock. (20 de 03 de 2025). *Vector: Shutterstock*. Shutterstock Web Site. https://www.shutterstock.com/image-vector/graph-showing-parts-solar-panel-renewable-576252928

Trespalacios Carrasquilla, A., Pantoja Robayo, J. O., & Fernández Taborda, O. A. (2017). *Análisis de Mercados de Electricidad.* Medellín: EAFIT.

Anexos:

Anexo A: Matriz de Consistencia

REDUCCIÓN DE LOS COSTOS DE ELECTRICIDAD SUMINISTRADA A UNA INSTITUCIÓN EDUCATIVA DE LIMA MEDIANTE UN SISTEMA FOTOVOLTÁICO SOLAR COMPLEMENTARIO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES DEPENDIENTES	VARIABLES INDEPENDIENTES	DIMENSIONES	INDICADORES	METODOLOGÍA
PP: -¿Cómo impacta la integración de una planta solar fotovoltaica para autoconsumo y la negociación de tarifas de electricidad en la reducción de los costos de electricidad en instituciones educativas de Lima, Perú?	**OP: -Reducir los costos de electricidad suministrados a instituciones educativas de Lima, Perú, mediante la integración de una planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución y la negociación de tarifas de electricidad.**	**HP: -La integración de soluciones energéticas, como una planta solar fotovoltaica para complemento de la red de distribución y la negociación de condiciones en el mercado libre de electricidad, permitirá reducir los costos eléctricos en instituciones educativas de Lima, Perú.**	**-Costos de electricidad de una institución educativa de Lima.**	**-Sistema fotovoltaico Complementario a la red de Distribución.**	1.FE: Económica. 2.FP: Económica. 3.PCR: Económica. 4.PoCo: Técnica. 5.FA: Económica. 6.PPM: Económica. 7.PE: Económica.	Indicadores técnicos: 1.Índice de Sobredimensionamiento del Inversor (ISinv). 2.Factor de rendimiento (PR, Performance Ratio)(%). 3.Densidad de potencia (W/m2). Indicadores económicos: 1.Costo por unidad de energía generada (Cenergía)(US$/kWh). 2.Costo Específico de Inversión (CEI)(US$/kW). 3.Ahorro anual por cambio a cliente libre (US$/año). Indicadores financieros: 1.Índice de Retorno sobre Inversión Energética (IRE)(Años). 2.Rentabilidad Ajustada (RA)(%). 3.Depreciación como porcentaje del OPEX (%).	**Tipo de investigación** Aplicativa. **Diseño de la investigación** No experimental . **Unidad de Análisis** -Institución educativa ubicada en el distrito de La Molina, Lima. **Etapas de la investigación** 1.Planificación. 2.Obtención de datos. 3.Análisis de datos e interpretación de los resultados. 4.Comunicación de los resultados.
PE1: -¿Cuál es el efecto de un adecuado dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica para autoconsumo en los costos de los componentes y suministros?	OE1: -Determinar el dimensionamiento adecuado de una planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución, con el fin de minimizar los costos de sus componentes y suministros.	HE1: -La determinación de un adecuado dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución permitirá minimizar los costos sus componentes y suministros.	Subvariables: 1.FE: Costos por energía (US$). 2.FP: Costo por potencia (US$). 3.PCR: Costos de cargos regulados (US$). 4.PoCo: Potencia coincidente (kW). 5.FA: Factor de actualización de precios (%). 6.PPM: Precio de Potencia de punta (S/./kW-mes). 7.PE: Precio de energía HP y HFP (US$/MWh).	Subvariables: 1.PGP: Potencia de generación pico (kWp). 2.PRE: Producción de energía eléctrica.(MWh/año) 3.Capex (US$). 4.Opex (US$). 5.TIR (%). 6.VAN (US$). 7.PRI (AÑOS) 8.LCOE (US$/kWh). 9.PoPa: Potencia de Paneles(Wp). 10.PoIn: Potencia de Inversor (kW). 11.IR: Valores historicos de irradiación (kWh/m²). 12.CMO: Costos de Mano de obra (US$). 13.CME: Costos de materiales eléctricos (US$). 14.ACL: Ahorro de tarifa libre (US$). 15.Dp: Depreciación (US$/año			
PE2: -¿Cómo influye el cambio de condición de usuario regulado a libre en la obtención de una tarifa eléctrica competitiva?	OE2: -Determinar la viabilidad y beneficios económicos del cambio de condición de usuario regulado a usuario libre, con el fin de acceder a tarifas eléctricas competitivas.	HE2: -La evaluación de la viabilidad y beneficios económicos del cambio de condición de usuario regulado a usuario libre permitirá acceder a tarifas eléctricas competitivas.			1.PGP: Técnica. 2.PE: Técnica. 3.Capex: Económica. 4.Opex: Económica. 5.TIR: Financiera. 6.VAN: Financiera. 7.PRI: Financiera. 8.LCOE: Económica. 9.PoPa: Técnica. 10.PoIn: Técnica. 11.IR: Técnica. 12.CMO: Económica. 13.CME: Económica. 14.ACL: Económica. 15.Dp: Financiera.		
PE3: -¿Cómo impacta la falta de integración de soluciones energéticas en la evaluación de rentabilidad de proyectos de generación solar fotovoltaica en instituciones educativas?	OE3: -Evaluar la rentabilidad de proyectos de generación solar fotovoltaica, considerando la integración de soluciones energéticas complementarias.	HE3: -La integración de soluciones energéticas complementarias en instituciones educativas permitirá mejorar los indicadores financieros de los proyectos de generación solar fotovoltaica complementarios a la red de distribución.					

Fuente: Elaboración propia

Anexo B: Diagrama de Medios y Fines de la Presente Investigación

REDUCCIÓN DE LOS COSTOS DE ELECTRICIDAD SUMINISTRADA A UNA INSTITUCIÓN EDUCATIVA DE LIMA MEDIANTE UN SISTEMA FOTOVOLTÁICO SOLAR COMPLEMENTO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Objetivo principal	**OP: --Reducir los costos de electricidad suministrados a instituciones educativas de Lima, Perú, mediante la integración de una planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución y la negociación de tarifas de electricidad.**

	PROPOSITO 5.1	**PROPOSITO 5.2**	**PROPOSITO 5.3**
Objetivos secundarios	OE1: ---Determinar el dimensionamiento adecuado de una planta solar fotovoltaica complementaria a la red de distribución, con el fin de minimizar los costos de sus componentes y suministros.	OE2: --Determinar la viabilidad y beneficios económicos del cambio de condición de usuario regulado a usuario libre, con el fin de acceder a tarifas eléctricas competitivas.	OE3: --Evaluar la rentabilidad de proyectos de generación solar fotovoltaica, considerando la integración de soluciones energéticas complementarias.
ACTIVIDAD	Identificar la demanda actual de electricidad y potencial solar.	Identificar la demanda actual de electricidad de la institución educativa.	Evaluar factibilidad del proyecto solar fotovoltaico.
TAREA 1	Determinar consumos históricos de energía y costos de electricidad.	Identificar la opción tarifaria de la institución educativa.	Costeo de ejecución del sistema solar fotovoltaico.
TAREA 2	Evaluar el potencial solar.	Establecer los consumos históricos de energía y potencia.	Cálculos necesarios para evaluación económica.
Entregable:	Gráficos de los consumos eléctricos y del potencial fotovoltaico de la institución educativa.	Gráficos de consumos históricos de energía y potencia..	Evaluación Económica-Financiera del proyecto solar fotovoltaico.
ACTIVIDAD	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico y selección de equipos.	Desarrollar el proceso de licitación para el cambio de condición de usuario regulado a usuario libre.	Evaluar factibilidad del proyecto solar fotovoltaico incluyendo ahorros por migración a cliente libre de electricidad.
TAREA 1	Cálculos de parámetros mínimos para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.	Convocatoria a principales suministradores de electricidad.	Cálculo de la proyección de ahorros por migración a cliente libre por los próximos 25 años.
TAREA 2	Simulación del sistema fotovoltaico en Software Helioscope,	Elaborar los TDR y bases del concurso.	
TAREA 3	Selección de equipos en base a cálculos realizados.	Elaborar listado de suministradores de electricidad participantes	
Entregable:	Cálculos de dimensionamiento y lista equipos y componentes.	TDRs y esquema del proceso de licitación paso a paso.	Evaluación Económica-Financiera incluyendo ahorros por migración a cliente libre.
ACTIVIDAD		Evaluar el impacto de los costos de electricidad al migrar a cliente libre de electricidad.	
TAREA 1		Evaluación económica de las propuestas	
TAREA 2		Evaluación técnica de las diferentes propuestas	
TAREA 3		Adjudicar al suministrador ganador de licitación y suscripción del contrato de electricidad.	
Entregable:		Cuadro de ahorros economicos, matriz de evaluación y resumen de contrato de electricidad.	

Fuente: Elaboración propia

Anexo C: Diagrama de Gantt, Cronograma de Trabajo

Fase		Propuesta de Trabajo	Dic-24 S1	S2	S3	S4	S5	Ene-25 S6	S7	S8	Feb-25 S9	S10	S11	S12	S13	Mar-25 S14	S15	S16	S17	Abr-25 S18	S19	S20	May-25 S21	S22	S23	TOTAL
FASE I	A	**Matriz de elección del tema**	8																							8
	A	**Estudio de Mercado de la relevancia del Tema**	16																							16
	A	**Titulo**	4	4																						8
	A	**Descripcion de la realidad Problemática**		28	12																					40
	A	**Matriz de fines y medios**			6	4	8																			18
	A	**Matriz de Consistencia**			6	4	8																			18
FASE II	B	**Recopilacion de Informacion Bibliografica**	8	8	12	8	4	16	16	12		12	12	12	12	12	12	12	8	4	4	4	4	4	4	204
	B	**Recopilacion de Marco Teorico y Conceptual**			4	4	4	12	16			6	4	6												56
	C	**Elaboración de Borrador del Plan de Tesis**				12	12																			24
	C	Redaccion del Marco teorico y conceptual				20	20																			40
	C	**Gestion y aprobacion del Plan de Tesis**															14									14
FASE III		**Elaboración del Objetivo secundario 5.1**																								0
	D	Recopilación de información								16		16														32
	E	Gráficos de los consumos eléctricos y del potencial fotovoltaico de la institución educativa.											24													24
	E	Cálculos de dimensionamiento y lista equipos y componentes.												24												24
	E	Redaccion del Proposito 5.1													32											32
FASE IV		**Elaboración del Objetivo secundario 5.2**																								0
	D	Recopilación de información								16		16														32
	E	Gráficos de consumos históricos de energía y potencia..													32											32
	E	TDRs y esquema del proceso de licitación paso a paso.														32										32
	E	Simulación de ahorros de la facturación mensual de cliente libre respecto a regulado.															32									32
	E	Redaccion del Proposito 5.2																40								40
FASE V		**Elaboración del Objetivo secundario 5.3**																								0
	D	Recopilación de información																	40							40
	E	Evaluación Económica-Financiera del proyecto solar fotovoltaico.																		32						32
	E	Evaluación Económica-Financiera incluyendo ahorros por migración a cliente libre.																			32					32
	E	Desarrollo del modelo en Excel que permita calcular los beneficios económicos.																				32				32
	E	Redaccion del Proposito 5.3																					40			40
FASE VI	G	**Contenido del Plan de Tesis aprobado**																						12		12
	F	**Conclusiones y recomendaciones**																						12		12
	G	**Revision final con el Asesor**																						12	16	28
	G	**Gestion y aprobacion de la Tesis**																						12		12
	G	**Elaboracion de Presentacion y Preparación**																							24	24
	G	**Presentacion y Sustentación final**																							4	4
		Horas trabajadas	36	40	40	52	56	28	32	44	50	40	42	44	44	44	58	48	44	36	36	36	44	52	48	994

A	Planteamiento de la base de la investigación
B	Recolección de Datos
C	Procesamiento de la información
D	Análisis de la Información
E	Desarrollo de la Investigación (Aporte)
F	Conclusiones
G	Tramites finales

Fuente: Elaboración propia

Anexo D: Recibos de Electricidad.
Factura de electricidad mes de noviembre.

ASOCIACION EDUCACIONAL .
LA FONTANA
LA MOLINA - LIMA

RUC **TELEFONO:**
Recibo Nro. S002-65196660 M - ENL-19459

LUZ DEL SUR

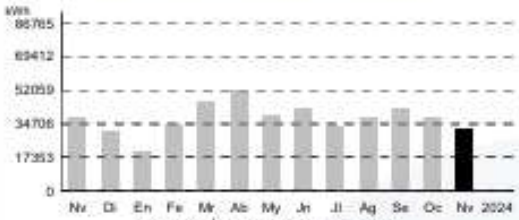
N° SUMINISTRO	1242888

DATOS DEL SUMINISTRO

Sucursal	SANTA ANITA	Conexión	Aérea CS.2
Ruta	30-749-0433	Potencia Contratada	250.00 KW
Tarifa	MT2	Facturación	Variable
Nivel Tensión	10 KV	Medidor	Trifásico Electrónico 3 hilos
Sector Típico	1 (SE0133)		

REGISTRO DE DEMANDA / CONSUMO

Historia de Consumo



Importe 2 Últimos Meses Facturados
Sep-24 S/ 24,061.32 Oct-24 S/ 21,609.05

Energía Activa (kW.h)

		Horas Punta	Fuera Punta
Lectura Actual	(25/11/2024)	364.160	2689.980
Lectura Anterior	(25/10/2024)	353.730	2619.940
Diferencia entre lecturas		10.430	70.040
Factor de Medición		400.0000	400.0000
Consumo a facturar		4172.00	28016.00

Demanda (kW)

		Horas Punta	Fuera Punta
Lectura Actual	(25/11/2024)	0.2168	0.3449
Lectura Anterior	(25/10/2024)	0.0000	0.0000
Diferencia entre lecturas		0.2168	0.3449
Factor de Medición		400.0000	400.0000
Potencia Registrada		86.7200	137.9600

Energía Reactiva (kVAR.h)

		Capacitiva	Inductiva
Lectura Actual	(25/11/2024)	25.280	387.860
Lectura Anterior	(25/10/2024)	25.190	372.420
Diferencia entre lecturas		0.090	15.440
Factor de Medición		400.0000	400.0000
Consumo Registrado		36.00	6176.00
Consumo a facturar		36.00	0.00

Historia de Consumos y Demandas

	Di	En	Fe	Mr	Ab	My	Jn	Jl	Ag	Se	Oc	Nv
kW.h - FP	26040	17343	26312	40712	49068	34068	37644	34252	33208	37768	32676	28016
kW.h - HP	3416	2120	4326	4980	5988	4343	5132	3425	3040	4228	4200	4172
kW. - HP	57.92	51.04	73.36	74.64	100.88	86.68	116.12	72.48	76.12	81.76	58.48	86.72
kW. - FP	143.80	87.32	186.44	322.16	219.60	171.24	143.04	164.80	130.64	148.24	151.32	137.84

DETALLE DE LOS IMPORTES FACTURADOS

Descripción	Precio Unitario	Consumo	Importe
Cargo Fijo			6.59
Mant. y Reposición de Conexión			22.04
Consumo de Energía Hora Punta	0.3426	4172.00	1,429.33
Consumo de Energía Fuera Punta	0.2924	28016.00	8,191.88
Consumo de Energía Reactiva Capacitiva	0.1084	36.00	3.90
Potencia Distribución Horas Punta	14.2168	102.42	1,456.08
Potencia Generación Horas Punta	63.8148	86.72	5,534.02
Exceso Potencia Fuera Punta	15.2913	57.88	885.06
Alumbrado Público			889.50
I.G.V.			3,315.31
Electrificación Rural (Ley N° 28749)	0.0103	32188.00	331.54
SUBTOTAL DEL MES			22,065.25
TOTAL LUZ DEL SUR			22,065.25

PAGO AUTOMATICO EN CUENTA

Ajuste redondeo mes anterior	0.07
Ajuste redondeo mes actual	-0.02

TOTAL A PAGAR S/	***22,065.30
FECHA EMISIÓN	FECHA VENCIMIENTO
30-NOV-2024	16-DIC-2024

MENSAJES AL CLIENTE

CARGO EN EL BANCO DE CREDITO
Estimado cliente, protege a tu familia contra el COVID 19 y llévala a los Centros de Vacunación por sus dosis de refuerzo.

El total a pagar incluye: Recargo por FOSE (Ley 27510) S/ 542.84

Secuencia	00103
Suministro	1242888 0
Vencimiento	16-DIC-2024
Cuenta	30-749-0433
Tarifa	MT2
(25/11/2024)	***22,065.30
SANTA ANITA	
Total a Pagar	***22,065.30

S/ ***22,065.30

12428880 11000002206530

LUZ DEL SUR

Factura de electricidad mes de diciembre.

ASOCIACION EDUCACIONAL
LA FONTANA
LA MOLINA - LIMA

RUC 20145978590 TELEFONO:
Recibo Nro. S002-66550032 M - ENL-19505
019505

LUZ DEL SUR

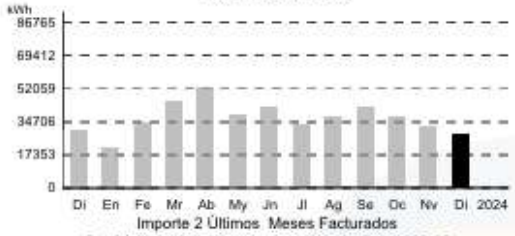
N° SUMINISTRO	1242888

DATOS DEL SUMINISTRO

Sucursal	SANTA ANITA	Conexión	Aérea C5.2
Ruta	30-749-0433	Potencia	Contratada 250.00 KW
Tarifa	MT2	Facturación	Variable
Nivel Tensión	10 KV	Medidor	Trifásico
Sector Típico	1 (SE0133)		Electrónico 3 hilos

REGISTRO DE DEMANDA / CONSUMO

Historia de Consumo



Importe 2 Últimos Meses Facturados
Oct-24 S/ 21,609.05 Nov-24 S/ 22,065.25

Energía Activa (kW.h)

		Horas Punta	Fuera Punta
Lectura Actual	(25/12/2024)	375.220	2749.830
Lectura Anterior	(25/11/2024)	364.160	2689.980
Diferencia entre lecturas		11.060	59.850
Factor de Medición		400.0000	400.0000
Consumo a facturar		4424.00	23940.00

Demanda (kW)

		Horas Punta	Fuera Punta
Lectura Actual	(25/12/2024)	0.2703	0.3358
Lectura Anterior	(25/11/2024)	0.0000	0.0000
Diferencia entre lecturas		0.2703	0.3358
Factor de Medición		400.0000	400.0000
Potencia Registrada		108.1200	134.3200

Energía Reactiva (kVAR.h)

		Capacitiva	Inductiva
Lectura Actual	(25/12/2024)	25.610	398.530
Lectura Anterior	(25/11/2024)	25.280	387.860
Diferencia entre lecturas		0.330	10.670
Factor de Medición		400.0000	400.0000
Consumo Registrado		132.00	4268.00
Consumo a facturar		132.00	0.00

Historia de Consumos y Demandas

	En	Fe	Mr	Ab	My	Jn	Jl	Ag	Se	Oc	Nv	Di
kW.h - FP	17340	25012	45712	46068	34089	37644	29252	33296	37768	32876	28016	23940
kW.h - HP	3120	4586	4888	5988	4340	5132	3428	3940	4224	4200	4172	4424
kW. - HP	51.04	73.36	74.64	105.88	86.60	118.12	72.48	78.12	61.76	58.44	86.72	108.12
kW. - FP	87.52	168.44	222.16	219.00	171.24	143.04	164.96	155.64	146.24	151.32	137.96	134.32

DETALLE DE LOS IMPORTES FACTURADOS

Descripción	Precio Unitario	Consumo	Importe
Cargo Fijo			6.57
Mant. y Reposición de Conexión			22.04
Consumo de Energía Hora Punta	0.3448	4424.00	1,525.40
Consumo de Energía Fuera Punta	0.2946	23940.00	7,052.72
Consumo de Energía Reactiva Capacitiva	0.1090	132.00	14.39
Potencia Distribución Horas Punta	14.1400	97.42	1,377.52
Potencia Generación Horas Punta	64.1600	108.12	6,938.98
Exceso Potencia Fuera Punta	15.2100	62.88	956.40
Alumbrado Público			641.25
I.G.V.			3,335.99
Electrificación Rural (Ley N° 28749)	0.0103	28364.00	292.15
SUBTOTAL DEL MES			22,161.41
TOTAL LUZ DEL SUR			22,161.41

PAGO AUTOMATICO EN CUENTA

Ajuste redondeo mes anterior	0.02
Ajuste redondeo mes actual	-0.03

TOTAL A PAGAR S/	***22,161.40
FECHA EMISIÓN	FECHA VENCIMIENTO
31-DIC-2024	17-ENE-2025

MENSAJES AL CLIENTE

CARGO EN EL BANCO DE CREDITO
Estimado cliente, protege a tu familia contra el COVID 19 y llévala a los Centros de Vacunación por sus dosis de refuerzo.

El total a pagar incluye: Recargo por FOSE (Ley 27510) S/ 554.11

Secuencia	00103
Suministro	1242888 0
Vencimiento	17-ENE-2025
Cuenta	30-749-0433
Tarifa	MT2
(25/12/2024)	***22,161.40
SANTA ANITA	
Total a Pagar	***22,161.40

S/ ***22,161.40

12428880 12000002216140

LUZ DEL SUR

Nota: Esta figura muestra el detalle de las lecturas de consumos, monto facturado y datos de suministro del cliente, se envía mensualmente por la empresa suministradora de electricidad.

Anexo E: Informe de Simulación de Sistema Solar Fotovoltaico en Sofware Helioscope.

Design 1 colegio raimondi, -12.073832747294222, -76.9512918922457

Report

Project Name	colegio
Project Address	-12.073832747294222, -76.9512918922457
Prepared By	

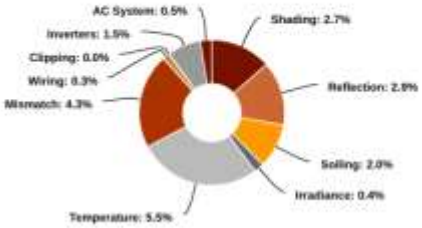
System Metrics

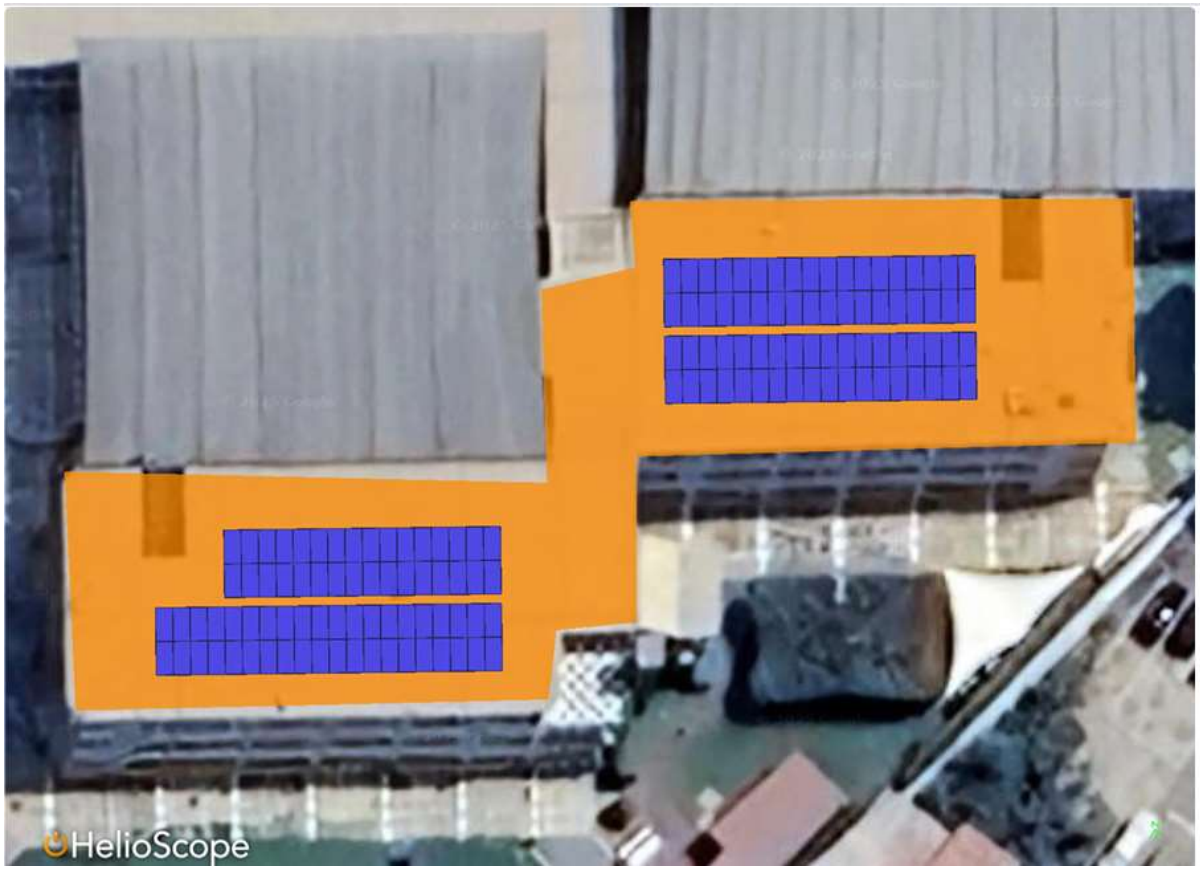
Design	Design 1
Module DC Nameplate	79.9 kW
Inverter AC Nameplate	72.0 kW Load Ratio: 1.11
Annual Production	128.7 MWh
Performance Ratio	81.5%
kWh/kWp	1,609.8
Weather Dataset	TMY, 0.04° Grid (-12.07,-76.94), NREL (psm3)
Simulator Version	e26776eb19-6566067187-91e2ea78dd-f774df713f

Project Location

Monthly Production

Sources of System Loss





Annual Production

	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,935.8	
	POA Irradiance	1,974.2	2.0%
	Shaded Irradiance	1,920.7	-2.7%
	Irradiance after Reflection	1,865.7	-2.9%
	Irradiance after Soiling	1,828.3	-2.0%
	Total Collector Irradiance	**1,828.1**	**0.0%**
Energy (kWh)	Nameplate	146,191.1	
	Output at Irradiance Levels	145,546.9	-0.4%
	Output at Cell Temperature Derate	137,560.9	-5.5%
	Output After Mismatch	131,707.0	-4.3%
	Optimal DC Output	131,304.5	-0.3%
	Constrained DC Output	131,288.1	0.0%
	Inverter Output	129,324.6	-1.5%
	Energy to Grid	**128,658.6**	**-0.5%**
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		23.4 °C
	Avg. Operating Cell Temp		33.7 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4360
	Solved Hours		4360

Condition Set

Description	Condition Set 1
Weather Dataset	TMY, 0.04° Grid (-12.07,-76.94), NREL (psm3)
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng
Transposition Model	Perez Model
Temperature Model	Sandia Model

Temperature Model Parameters

Rack Type	a	b	Temperature Delta
Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C
Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C
East-West	-3.56	-0.075	3°C
Carport	-3.56	-0.075	3°C

Soiling (%)

J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Irradiation Variance	5%
Cell Temperature Spread	4° C
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%
AC System Derate	0.50%

Module & Component Characterizations

Type	Component	Characterization
Module	LR5-72HPH-555M (2022) (Longi)	Spec Sheet Characterization, PAN
Inverter	Solis-36K-HV (Ginlong Technologies)	Default Characterization

Components

Component	Name	Count
Inverters	Solis-36K-HV (Ginlong Technologies)	2 (72.0 kW)
AC Home Runs	1/0 AWG (Aluminum)	2 (778.1 m)
Strings	10 AWG (Copper)	8 (164.5 m)
Module	Longi, LR5-72HPH-555M (2022) (555W)	144 (79.9 kW)

Wiring Zones

Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	5-19	Along Racking

Field Segments

Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 12°	Module: 359.25107°	0.6 m	2x2	18	72	40.0 kW
Field Segment 1 (copy)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 12°	Module: 359.25107°	0.6 m	2x2	18	72	40.0 kW

Anexo F: Ficha Técnica Panel Solar Longi 555W LR5-72HPH

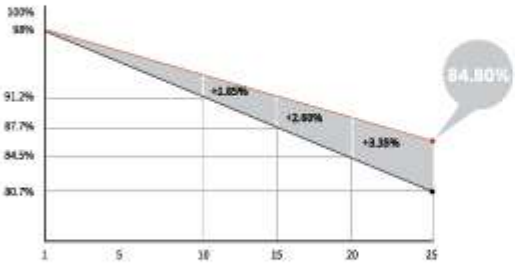
Hi-MO 5m

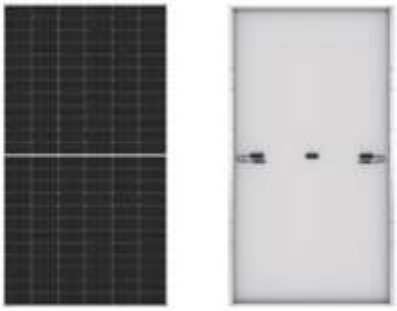
LR5-72HPH 545~565M

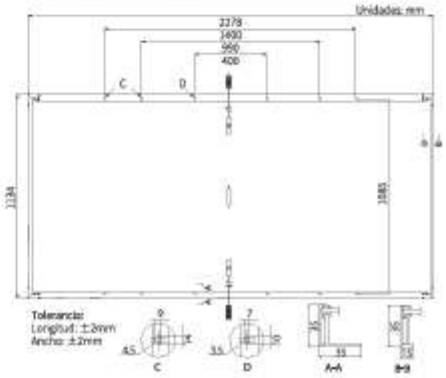
21.9%	0~3%	<2%	0.55%	HALF-CELL
MÁXIMA EFICIENCIA DEL MÓDULO	TOLERANCIA DE POTENCIA	DEGRADACIÓN DE LA POTENCIA EN EL PRIMER AÑO	DEGRADACIÓN DE LA POTENCIA DEL AÑO 2 AL 25	Temperatura de operación más baja

Valor adicional

Garantía de potencia de 25 años







Datos mecánicos

Distribución de las células	144 (6×24)
Caja de conexiones	IP68, tres diodos
Cableado	4mm², +400, -200mm/±1400mm la longitud se puede personalizar
Conector	LONGi LR5 o MC4 EVO2
Vidrio	Vidrio templado recubierto de 3.2mm
Marco	Marco de aleación de aluminio anodizado
Peso	27.5kg
Dimensión	2278×1134×35mm
Embalaje	31piezas por palet / 155piezas por 20' GP / 620piezas por 40' HC

Datos eléctricos

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Incertidumbre de Pmax: ±3%

Código de producto	LR5-72HPH-545M		LR5-72HPH-550M		LR5-72HPH-555M		LR5-72HPH-560M		LR5-72HPH-565M	
Condiciones de ensayo	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia máxima (Pmax/W)	545	407.4	550	411.1	555	414.8	560	418.6	565	422.3
Tensión de circuito abierto (Voc/V)	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97	50.10	47.11	50.30	47.29
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35	14.10	11.40	14.16	11.45
Voltaje a potencia máxima (Vmp/V)	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11	42.25	39.25	42.42	39.40
Corriente a potencia máxima (Imp/A)	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61	13.26	10.67	13.32	10.72
Eficiencia del módulo (%)	21.1		21.3		21.5		21.7		21.9	

Parámetros operativos

Temperatura de funcionamiento	-40°C ~ +85°C
Tolerancia de potencia nominal (W)	0 ~ 3%
Tolerancia de Voc e Isc	±3%
Tensión máxima del sistema	DC1500V (IEC/UL)
Capacidad máxima del fusible	25A
Temperatura de Operación Nominal de la célula	45±2°C
Nivel de Protección	Class II
Clasificación de resistencia al fuego	UL tipo 1 o 2 IEC Class C

Carga mecánica

Máxima carga estática en superficie frontal	5400Pa
Máxima carga estática en superficie trasera	2400Pa
Test de granizo	Granizo de 25mm a la velocidad de 23m/s

Coeficientes de temperatura (STC)

Coeficiente de temperatura en Isc	+0.050%/°C
Coeficiente de temperatura en Voc	-0.265%/°C
Coeficiente de temperatura en Pmax	-0.340%/°C

LONGi

No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: www.longi.com

Las especificaciones incluidas en esta hoja de datos están sujetas a cambios sin previo aviso. LONGi reserva el derecho a la interpretación final. (20230206V1.1) G2

Anexo G: Ficha Técnica de Inversor Solis S5-GC36K-LV

S5-GC(25-36)K-LV

Inversores trifásicos Solis conectados a red

Eficiente

- 98.4% de eficiencia máxima
- Corriente de rama hasta 16A
- Diseño de 4 MPPT, admite un diseño de orientación flexible
- Función de recuperación de PID nocturna, aumenta el rendimiento general del sistema (opcional)

Seguro

- IP66, C5 nivel de anti-corrosión
- Enfriamiento con ventilador inteligente
- Componentes de marca reconocidos mundialmente para una mayor vida útil
- Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio

Inteligente

- Función nocturna SVG
- Admite control de exportación de potencia
- Monitorización inteligente de strings, exploración inteligente de curvas I-V
- Escanee para registrarse en SolisCloud, admite actualización y control remoto

Económico

- Admite comunicación GPRS / WiFi con menos cableado reduciendo costos
- Admite conexión tipo «Y» en el lado de CC
- Entrada de rama de 8 permite 150% + gran potencia C.D

Modelos:

S5-GC25K-LV

S5-GC30K-LV

S5-GC36K-LV

Vista 360°

Tabla de datos

S5-GC(25-36)K-LV

Modelos	25K	30K	36K
Entrada CC (PV)			
Voltaje máximo de entrada		1000 V	
Voltaje nominal		360 V	
Voltaje de arranque		195 V	
Rango de voltaje MPPT		180 - 1000 V	
Corriente máxima de entrada		4 × 32 A	
Corriente máxima de cortocircuito		4 × 50 A	
Número de MPPT / Número máximo de cadenas de entrada		4 / 8	
Salida CA (red)			
Potencia nominal de salida	25 kW	30 kW	36 kW
Potencia máxima de salida aparente	25 kVA	30 kVA	36 kVA
Potencia máxima de salida	25 kW	30 kW	36 kW
Voltaje nominal de la red		3/(N)/PE, 220 V	
Frecuencia nominal de la red		60 Hz	
Corriente nominal de salida de red	65.6 A	78.7 A	94.5 A
Corriente máxima de salida	65.6 A	78.7 A	94.5 A
Factor de potencia		> 0.99 (0.8 en adelante a 0.8 en atraso)	
THDi		< 3%	
Eficiencia			
Eficiencia máxima		98.4%	
Eficiencia EU		98.0%	
Protección			
Protección contra polaridad inversa DC		Sí	
Protección contra cortocircuito		Sí	
Protección de sobrecorriente de salida		Sí	
Monitoreo fallas a tierra		Sí	
Protección contra sobretensiones		Tipo II CC / Tipo II CA	
Monitoreo de red		Sí	
Detección Anti-isla		Sí	
Protección de temperatura		Sí	
Monitoreo de cadenas		Sí	
Escaneo de curvas I/V		Sí	
Escaneo de múltiples picos		Sí	
AFCI integrado		Sí (1)	
Recuperación PID integrada		Opcional (2)	
Interruptor de CC integrado		Sí	
Datos generales			
Dimensiones (longitud × altura × ancho)		691 × 578 × 338 mm	
Peso		53.7 kg	
Topología		Sin Transformador	
Consumo propio (noche)		< 1 W	
Rango de temperatura de funcionamiento		-25 ~ +60°C	
Humedad relativa		0 - 100%	
Nivel de protección		TYPE 4X	
Emisión de ruido (típica)		< 55 dB(A)	
Enfriamiento		Enfriamiento con ventilador inteligente	
Altitud máxima de funcionamiento		4000 m	
Conformidad		UL 1741, IEEE 1547, UL 16998, UL 1998, FCC, UL 17415A	
Características			
Conexión de CC		Conector MC4	
Conexión de CA		Terminal OT (máxima 70 mm^2)	
Pantalla		LCD	
Comunicación		RS485, USB, Opcional: Wi-Fi, GPRS	

Anexo H: Ficha Técnica de Conductores Corriente Continua H1Z2Z2-K

CABLES DE TENSIÓN ASIGNADA 0,6/1 kV

Miguélez

SOLFLEX **H1Z2Z2-K**

DoP : **MEH1Z2Z2K**

- **Normativa (construcción/ensayos)**: IEC 62930 y EN 50618.
- **Designación técnica**: H1Z2Z2-K.
- **Construcción**:
  - Conductor: Cobre estañado, clase 5, flexible apto para uso móvil o fijo (EN 60228 e IEC 60228).
  - Aislamiento: Compuesto reticulado a base de poliolefina, libre de halógenos, con baja emisión de gases corrosivos y humos en caso de incendio (IEC 62930 y EN 50618).
  - Cubierta: Compuesto reticulado a base de poliolefina, libre de halógenos, con baja emisión de gases corrosivos y humos en caso de incendio (IEC 62930 y EN 50618).
- **Tensión asignada**:
  - Uo/U: 1,5 / 1,5 kV CC; 1,0 / 1,0 kV CA.
  - Umax: 1,8 kV CC; 1,2 kV CA.
  - Tensión de ensayo: 6,5 kV CA (5 minutos).
- **Temperatura máxima del conductor en servicio normal / cortocircuito (t≤5s)**: 90 °C (120 °C - 20.000 h) / 250 °C.
- **Gama**: Monoconductor. **Sección**: De 1,5 a 240 mm².
- **Reacción al fuego (CPR - EN 50575 & EN 13501-6)**: Clase E_{CA}.
- **Otras prestaciones en caso de incendio (cuando no sea de aplicación el Reglamento CPR)**: No propagador de la llama, libre de halógenos y reducida emisión de gases y humos, siendo estos de baja opacidad/toxicidad/corrosividad/conductividad (IEC 60332-1-2, IEC 61034-2, IEC 60754-1 e IEC 60754-2).
- **Otras características**: Resistente a la intemperie y a los rayos UV (AN3), a rangos de temperaturas extremas (−40 a +90 °C), a los impactos (condición AG2), al ozono, a soluciones ácidas (N-Oxalic acid) y alcalinas (N-Sodium Hydroxide), a sustancias corrosivas o contaminantes (AF3) y apto para instalaciones con presencia de agua (AD7) y vibraciones (AH3).
- **Aplicaciones**: Especialmente diseñado para el cableado en instalaciones de energía solar fotovoltaica, móviles o fijas, con exposición directa y permanente al sol e intemperie. Concebido para su instalación como cableado entre paneles fotovoltaicos, entre paneles fotovoltaicos y caja de conexiones o directamente entre paneles fotovoltaicos y el inversor CC/CA (cuando no existe caja de conexiones).
  Son cables adecuados para uso en equipos de nivel de seguridad clase II (doble aislamiento).
  Están intrínsecamente protegidos contra los cortocircuitos y los defectos a tierra de acuerdo con el Documento de Armonización HD 60364-5-52.
  Pueden ser instalados en montaje superficial directamente instalado, dentro de tubo o canal protectora, sobre abrazaderas, escalera y bandeja de cables.
  También pueden utilizarse en instalaciones sobre tejado o en otro tipo de integraciones arquitectónicas.
  En el caso de colocar el cable sobre abrazaderas, la distancia horizontal entre las abrazaderas no será más de 20 veces el diámetro del cable. La distancia también es válida entre puntos de soporte en caso de tender sobre rejillas porta cables o sobre bandejas. En ningún caso está distancia debe sobrepasar los 80 cm.
  Son igualmente adecuados para instalación dentro de equipos y cuadros eléctricos como cableado interno.
  Los cables y los haces de cables deben fijarse de manera que se eviten los daños en forma de huellas penetrantes, debido a dilataciones térmicas.
  - Rango de temperaturas ambiente de utilización:
    - Mínima: −40 °C.
    - Máxima: +90 °C.
  - Temperatura máxima para el almacenamiento del cable: +40 °C.
  - Temperatura mínima para las tareas de tendido, instalación y montaje de accesorios: −25 °C.
    Esta temperatura es válida para los cables en sí, no para el entorno. En el caso de que los cables tengan una temperatura inferior, deberán ser calentados (p. ej. dejándolos un tiempo suficiente en un recinto calefactado).
  - Radio de curvatura mínimo (posición final):
    - Instalación fija: 3xD(D≤12); 4xD(D<12). D=diámetro exterior del cable (mm).
    - Libre movimiento: 4xD(D≤12); 5xD(12<D≤20); 6xD(D>20). D=diámetro exterior del cable (mm).
  - Esfuerzo máximo de tracción durante la instalación:
    - F = 50xS (N). "S" = sección nominal del conductor (mm²). Aplicado sobre los conductores de cobre (Máx. 1000 N).
    - F= 5xD² (N). "D"= diámetro exterior del cable (mm). (Máx. 1000 N).
  - Esfuerzo máximo de tracción en funcionamiento:
    - F=15xS (N). "S"= sección nominal del conductor (mm²). Aplicado sobre los conductores, bajo un esfuerzo de tracción estático.

- **Identificación**: Cubierta exterior de color negro o rojo.
- **Presentación y embalaje**: Bobina/corte. También disponible en rollos de 100 m (s=4, 6 y 10 mm²) y carretes (500, 1000, 2500 y 3000 m → s=4, 6 y 10 mm²)).
- **Otros**:
  - Marca métrica (cada 1,0 m).
  - Embalajes 100 % renovables.
  - Inclusión de nº de orden de fabricación en el marcado para una total trazabilidad bidireccional.
  - Las especificaciones de los cables SOLFLEX se han establecido teniendo en cuenta las especiales condiciones ambientales requeridas para este tipo de instalaciones La vida útil prevista en condiciones de uso normales, siempre que se respeten las condiciones de instalación, uso y manipulación, es de al menos 30 años.
- **Marcado**:

AENOR <HAR> MIGUELEZ SOLFLEX H1Z2Z2-K 1XS mm² 1,5 kV DC (Umax 1,8 kV DC) EN 50618 // 62930 IEC 131 HALOGEN FREE LOW SMOKE // clase Eca EN 50575 nº OF MM-YY X Mts

** Contenido mínimo (s= de 2,5 a 35 mm²).*

Código*	Sección nominal	Espesor aislamiento	Espesor cubierta	Diámetro exterior	Peso	Resistencia eléctrica máx. a 20ºC en CC	Corriente máxima admisible. Un único cable al aire libre. Tª amb.: 30ºC (1) y (6)	Corriente máxima admisible. Un único cable en contacto con una superficie. Tª amb.: 30ºC (1) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto con una superficie. Tª amb.: 30ºC (1) y (6)	Corriente máxima admisible. Un único cable al aire libre. Tª amb.: 60ºC Tª cond. 120ºC (máx. 20.000h) (2) y (6)	Corriente máxima admisible. Un único cable en contacto con una superficie. Tª amb.: 60ºC Tª cond. 120ºC (máx. 20.000h) (2) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto con una superficie. Tª amb.: 60ºC Tª cond. 120ºC (máx. 20.000h) (2) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados dentro de tubo empotrado o montaje superficial. Tª amb.: 40ºC (3) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados enterrados dentro de tubo. Tª suelo: 25ºC (4) y (6)	Corriente máxima admisible. Dos cables cargados en contacto sobre bandeja perforada. Tª amb.: 40ºC (5) y (6)	Caída de tensión aprox. en CC (90 ºC)	Caída de tensión aprox. en CC (120 ºC)
	mm²	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	A	A	A	A	A	A	A	A	A	V/(A.km)	V/(A.km)
82110100040	1 X 4	0,7	0,8	5,6	55	5,09	57	54	45	55	52	44	36	39	43	12,98	14,18
82110100060	1 X 6	0,7	0,8	6,3	74	3,39	72	69	58	70	67	57	46	48	56	8,65	9,44
82110100100	1 X 10	0,7	0,8	7,3	117	1,95	98	98	80	98	93	79	65	66	79	4,97	5,43
82110100160	1 X 16	0,7	0,9	8,6	175	1,24	132	130	107	132	125	107	87	84	106	3,16	3,45
82110100250	1 X 25	0,9	1,0	10,6	257	0,795	183	174	138	176	167	142	109	106	140	2,03	2,21
82110100350	1 X 35	0,9	1,1	11,5	352	0,565	227	215	171	218	207	176	137	128	175	1,44	1,57

(1) Corriente máxima admisible a temperatura ambiente de 30 ºC y temperatura máxima en el conductor de 90 ºC (IEC 62930).

Factor de corrección para temperatura ambiente diferente a 30 ºC:

Tª ambiente (ºC)	0	10	20	30	40	50	60	70
Factor corrección	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58

(2) Corriente máxima admisible a temperatura ambiente de 60 ºC y temperatura máxima en el conductor de 120 ºC (EN 50618).

NOTA: El periodo de tiempo máximo esperado para uso a la temperatura máxima de 120 ºC y una temperatura ambiente de 90 ºC se limita a 20.000 h.

Factor de corrección para temperatura ambiente diferente a 60 ºC:

Tª ambiente (ºC)	Hasta 60 ºC	70	80	90
Factor corrección	1,0	0,92	0,84	0,75

(3) Método de instalación tipo B1 según UNE-HD 60364-5-52. Tª ambiente: 40 ºC. 1 sólo circuito sin influencia térmica de otros circuitos.

Factor de corrección para temperatura ambiente diferente a 40 ºC:

Tª ambiente (ºC)	0	10	20	30	40	50	60	70
Factor corrección	1,34	1,26	1,18	1,10	1,00	0,89	0,77	0,63

(4) Método de instalación tipo D1 según UNE-HD 60364-5-52. Tª terreno: 25 ºC, resistividad terreno 2,5 K.m/W, profundidad 0,7 m. 1 sólo circuito sin influencia térmica de otros circuitos.

Factor de corrección para temperatura del suelo diferente a 25 ºC:

Tª terreno (ºC)	10	15	20	25	30	35	40	45
Factor corrección	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83

Factor de corrección para resistividad térmica del terreno diferente a 2,5 K.m/W:

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Factor corrección	1,28	1,2	1,18	1,1	1,05	1	0,96

Factor de corrección para profundidad de enterramiento diferente a 0,7 m:

Profundidad (m)	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,25	1,5	1,75
Factor corrección	1,03	1,01	1,00	0,99	0,97	0,96	0,95	0,94

(5) Método de instalación tipo F según UNE-HD 60364-5-52. Tª ambiente: 40 ºC. 1 sólo circuito sin influencia térmica de otros circuitos.

Factor de corrección para temperatura ambiente diferente a 40 ºC:

Tª ambiente (ºC)	0	10	20	30	40	50	60	70
Factor corrección	1,34	1,26	1,18	1,10	1,00	0,89	0,77	0,63

En caso de exposición directa al sol, deberá aplicarse adicionalmente un factor de reducción de 0,85.

(6) Factores de corrección agrupamiento de circuitos:

Nº de circuitos	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Factor corrección	1,00	0,80	0,70	0,65	0,57	0,5	0,45	0,41	0,40

Anexo I: Ficha Técnica de Conductores Corriente Alterna RV-K FOC

CABLES DE BAJA TENSIÓN

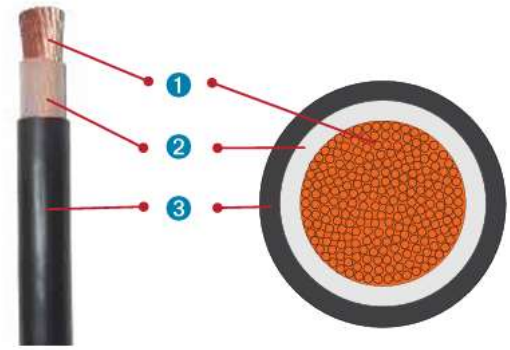
Baja Tensión - Fuerza para servicio - Flexibles

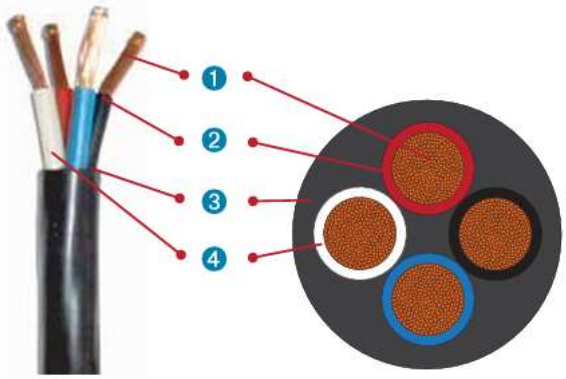
SUPERFLEX®
SUPERFLEX® / TC
RV-K FOC

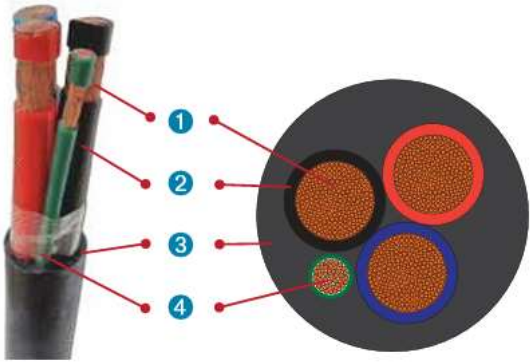
Mono y multiconductor extraflexibles, aislación XLPE y cubierta PVC. Cables de tierra y/o neutros opcionales. 1000 V

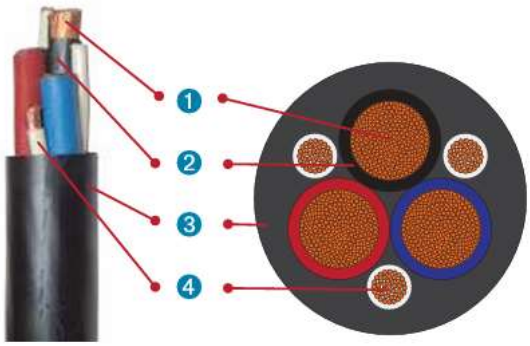
Los cables con calibres en AWG se denominan SUPERFLEX y los basados en el sistema milimétrico RV-K FOC

1. CONDUCTOR: cobre flexible, clase I ó 5 según versión (ver Características de operación).
2. AISLACIÓN: XLPE.
3. CUBIERTA EXTERIOR: PVC de color negro. Otros colores disponibles a pedido.
4. CONDUCTOR NEUTRO (solo en los SUPERFLEX multipolares): puede ser al 100% (como cuarto conductor) o al 50% en cuyo caso está compuesto por 1 ó 3 conductores.









LEYENDA SOBRE LA CUBIERTA:

Cable SUPERFLEX: GENERAL CABLE SUPERFLEX (RV-K) [calibre] AWG (calibre mm²) Cu 0.6/1kV XLPE/PVC 90C HECHO EN CHILE (Nº de Certificado) + AÑO

Cable SUPERFLEX/TC: GENERAL CABLE SUPERFLEX/TC (RV-K) [calibre] AWG (calibre mm²) Cu 0.6/1kV XLPE/PVC 90C HECHO EN CHILE (Nº de Certificado) + AÑO

APLICACIONES Y USOS

Recomendados para ser usados en circuitos de alimentación y distribución de subestaciones, instalaciones comerciales e industriales. Se distinguen por su flexibilidad y manejabilidad, que facilitan y ahorran tiempo en la instalación.

Estos cables son adecuados para uso en instalaciones fijas donde, por lo complicado de la instalación, se hace necesaria la utilización de cables flexibles.

CERTIFICACIONES, PRUEBAS Y NORMAS

Estos cables satisfacen y/o exceden los requerimientos de la norma IEC 60502-1 y lo establecido en el Sistema de Gestión de Calidad de General Cable/Cocesa ISO 9001.

Los cables SUPERFLEX, SUPERFLEX/TC y RV-K FOC no propagan la llama de acuerdo a la norma IEC 60332-1.

Los cables marcados para uso en bandejas (Tipo Tray Cable, TC), se adhieren al artículo 336 del código eléctrico NEC de USA. Esta característica permite cumplir con una prueba de mayor resistencia a la llama en bandeja vertical indicada, tanto en la norma ICEA T-30-520, como en la norma IEC 60332-3-24 categoría C.

Adicionalmente este producto cumple con los requerimientos normativos vigentes establecidos por la SEC y está certificado por INGCER, obteniendo el número de certificado E-021-14-3851.

CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión de servicio: SUPERFLEX y SUPERFLEX/TC: 1000 V. RV-K FOC: 600/1000 V.

Temperatura máxima de servicio: 90 °C.

Temperatura de sobrecarga de emergencia: 130 °C.

Temperatura de cortocircuito: 250 °C .

Flexibilidad:

- SUPERFLEX y SUPERFLEX/TC: Conductor de clase I.
- SUPERFLEX RV-K FOC: Conductor clase 5.

La cubierta exterior es resistente a la llama, humedad y rayos UV. Posee además excelentes propiedades mecánicas.

EMBALAJE

SUPERFLEX: carretes de madera no retornables y rollos.

SUPERFLEX/TC: carretes de madera no retornables.

RV-K FOC: carretes de madera no retornables.

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

En ambientes húmedos o secos, al aire libre, bandejas, ductos o directamente enterrados. Incluso pueden estar sumergidos en agua estanca.

OPCIONES / ALTERNATIVAS

Los cables SUPERFLEX admiten varios tipos de construcciones:

- 2, 4 ó más conductores
- 3 fases + 1 neutro (al 100% o al 50%)
- 3 fases + 1 neutro (usado como "tierra de servicio") + 1 tierra (usada como "tierra de protección")
- 3 fases + 3 tierras

En este catálogo se incluyen además:

- SUPERFLEX/EVA y EXZHELLENT XXI RZ1-K: versiones con cubierta de EVA (poliolefina termoplástica), retardante a la llama, libre de halógenos y con baja emisión de humos (LS0H).
- SUPERFLEX VDF y SUPERFLEX/EVA VDF: Para alimentar equipos variadores de frecuencia o de velocidad.

SUPERFLEX MONOCONDUCTOR VERSIONES ESTÁNDAR Y TC- CALIBRES AWG/kcmil

Calibre	Sección nominal	Diámetro del conductor aprox.	Espesor aislación	Diámetro exterior aprox.	Peso total aprox.	Capacidad de corriente A		
						Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
AWG/kcmil	mm²	mm	mm	mm	kg/km			
14	2,08	1,9	0,7	5,5	49	26	40	-
12	3,31	2,4	0,7	5,9	62	40	53	-
10	5,26	3,0	0,7	6,6	82	51	69	-
8	8,37	3,8	0,7	7,4	115	61	108	83
6	13,3	4,7	0,7	8,4	164	79	139	110
4	21,2	6,0	0,9	10,0	244	104	178	145
2	33,6	7,7	0,9	11,5	368	137	230	190
1	42,4	8,7	1,0	12,6	442	158	261	225
1/0	53,5	9,4	1,0	13,7	545	182	297	260
2/0	67,4	10,7	1,1	15,1	675	212	340	300
3/0	85,0	11,7	1,1	16,3	803	240	379	345
4/0	107	12,9	1,2	18,2	1.026	278	433	400
250	127	13,8	1,2	19,4	1.197	308	471	445
350	177	17,4	1,6	22,9	1.649	375	557	550
500	253	20,8	1,7	27,9	2.413	473	684	695
750	380	25,2	2,0	32,9	3.579	599	840	900
1000	507	29,8	2,2	38,8	4.845	710	980	1075

(1) Ducto enterrado a 0,7m. 3 cables por ducto. Rho del terreno 0,9.
(2) Cables enterrados a 0,9m, separados a 0,2m desde sus centros. Rho del terreno 0,9.
(3) Cables al aire, en disposición plana separados a 1 diámetro y no expuestos al sol. Para cables separados a menos de 1 diámetro la capacidad de corriente debe derratearse a un 75% del valor indicado en la tabla.

Anexo J: Ficha Técnica Protección Termomagnética

Ficha técnica del producto

Especificaciones

Interruptor termomagnético Easypact EZC 3P 200A TMD

EZC250N3200

Principal

Gama de producto	EasyPact ((*))
Tipo de Producto o Componente	Interruptor automático
Nombre Corto del Dispositivo	Easypact EZC250N
nombre del interruptor automático	Easypact EZC250N
Aplicación del Dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Número de Polos	3P
descripción de polos protegidos	3t
tipo de red	DC CA
Frecuencia de Red	50/60 Hz
corriente nominal (In)	200 A en 40 °C
[Ui] tensión asignada de aislamiento	690 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	6 kV acorde a IEC 60947-2
[Ue] tensión asignada de empleo	550 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 250 V DC acorde a IEC 60947-2
código de poder de corte	N
poder de corte	20 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 50 kA Icu en 110...130 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 50 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 20 kA Icu en 125 V DC 1P acorde a IEC 60947-2 20 kA Icu en 250 V DC 2P acorde a IEC 60947-2 25 kA Icu en 380 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 25 kA Icu en 400...415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 8 kA Icu en 550 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Ics] poder de corte en servicio	10 kA en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 25 kA en 110/130 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 10 kA en 125 V DC acorde a IEC 60947-2 10 kA en 250 V DC acorde a IEC 60947-2 25 kA en 220/230/240 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 4 kA en 550 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 12.5 kA en 380 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 12.5 kA en 400/415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
apto para seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A
unidad de control	TM-D
tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
calibre de la unidad de disparo	200 A en 50 °C
Tipo de protección	Protección contra sobrecargas Protección contra cortocircuitos

Complementario

Tipo de Control	Maneta
tipo de montaje	Fijo
Tipo de montaje	Placa posterior
conexión superior	Frontal
conexión hacia abajo	Parte frontal
Endurancia mecánica	10000 Ciclos
durabilidad eléctrica	Categoría A, estado 1 5000 Ciclos 415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
paso de conexión	35 mm
Señalización local	Indicación de contacto positivo
ajustes de protección de neutro	Sin protección
protección contra fugas a tierra	Sin
Altura	165 mm
Ancho	105 mm
Profundidad	60 mm

Entorno

Normas	EN/IEC 60947-1 GB/T 14048.2 EN/IEC 60947-2
grado de protección IP	IP20 conforming to IEC 60529
Grado de protección IK	"IK07" conforming to IEC 62262
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25…70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-35…85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	10.500 cm
Paquete 1 Ancho	11.500 cm
Paquete 1 Longitud	18.000 cm
Paquete 1 Peso	1.570 kg
Tipo de unidad de paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	8
Paquete 2 Altura	30.000 cm
Paquete 2 Ancho	30.000 cm
Paquete 2 Longitud	40.000 cm
Paquete 2 Peso	12.940 kg
Tipo de unidad de paquete 3	P12

Número de unidades en el paquete 3	64
Paquete 3 Altura	50.000 cm
Paquete 3 Ancho	80.000 cm
Paquete 3 Longitud	120.000 cm
Paquete 3 Peso	120.856 kg

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months

Environmental Data

Schneider Electric se propone lograr el estatus de cero neto para el año 2050 mediante asociaciones de la cadena de suminist materiales de menor impacto y circularidad a través de nuestra campaña en curso "Use Better, Use Longer, Use Again" para extender la vida útil del producto y la capacidad de reciclaje.

Explicación de los Environmental Data >

Cómo evaluamos la sostenibilidad de los productos >

Huella ambiental

Huella de carbono (kg CO2 eq.)	548
Divulgación ambiental	Perfil ambiental del producto

Use Better

Materiales y embalaje

Paquete con tarjeta de reciclaje	Sí
Embalaje sin plástico	Sí

Use Again

Nueva empaque y refabricación

Perfil de circularidad	No se necesitan operaciones de reciclaje específicas
RAEE	El producto deberá desecharse en los mercados de la Unión Europea después de la recolección de residuos específicos y nunca terminar en recipientes de basura.
Recuperación	No

Anexo K: Términos de Referencia

1. Objetivo

El objetivo de los términos de referencia del presente documento será la adjudicación de Contrato de Suministro al Proveedor de Electricidad más competitivo para atender los requerimientos de energia y potencia eléctrica de la institución educativa.

El Cliente

La institución educativa (en adelante el "Cliente"), es una empresa que brinda servicios de educación, con más de 90 años de experiencia en el sector educativo, brindan una propuesta innovadora basada en una formación humanista, lingüística, científica, deportiva y artística.

2. Normativa

Los Postores y las propuestas deberán cumplir con todas las disposiciones de las Bases Técnicas y Administrativas, así como disposiciones legales vigentes en el mercado eléctrico:

- Ley de Concesiones Eléctricas D.L.25844
- Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas DS N°052- 2007-EM.
- Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011.
- DS 022-2009-EM Reglamento de usuarios libres de electricidad.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.
- Todas las demás normas que regulan las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como las disposiciones que dicte el OSINERGMIN
- Los Postores deben formar parte integrante del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional COES SINAC, según lo establece el Decreto Supremo Nº 027-2008-EM.
- Otras Normas vigentes del Sector Eléctrico.

3. Sistema de Contratación

Por la naturaleza del servicio de suministro de Energía Eléctrica corresponde un sistema de precios unitarios.
Los precios unitarios son referentes a los siguientes parámetros:

- Energía activa en hora Punta S/. / kW-h
- Energía Activa en hora fuera de Punta S/. / kW-h
- Potencia Activa de Generación S/. / kW-mes

Y deben estar basados en los consumos del Cliente **(Ver Anexo 1)**
Duración del Contrato

El cliente ha cumplido con comunicar por escrito a su actual Suministradora de Electricidad con un año de anticipación la decisión de que a partir del 01 de enero de 2025 tendrá la facultad de elegir el proveedor (**Ver Anexo 2**) de electricidad que el Cliente considere.

En tal sentido, se solicita a los Postores remitir sus mejores ofertas de precios para dos alternativas de periodos:

- Opción Corto Plazo: Tres (03) años de enero 2025 a diciembre de 2027.
- Opción Mediano Plazo: Cinco (05) años de enero 2025 a diciembre de 2029.

En caso el Postor proponga una opción distinta a las propuestas, esta no deberá exceder los 5 años de contratación.

4. Condiciones del Servicio

4.1. La modalidad del suministro de energía y potencia eléctrica es a Precio Unitario y en el Punto de Suministro debidamente reflejada en la Barra de Referencia (en adelante BRG), debiendo el Postor alcanzar un único precio unitario expresado en dólares por megawatt hora – US$/MWh y en soles por kilovatio mes S/. / kW-mes.

4.2. Ley Nº 27239 estipula que los precios de libre negociación quedan referidos únicamente a los precios de generación a nivel de barra de referencia – BRG; quedando regulados las tarifas de transmisión y de distribución, independiente de quien sea el propietario o quien use dichas instalaciones, se trate de un suministro regulado o libre.

4.3. El servicio deberá tener las siguientes características en base a las condiciones actuales:

a. El horario hora punta será considerado desde las 18:00 horas hasta las 23:00
b. El horario fuera de punta será considerado desde las 23:00 horas hasta las 18:00 horas del día siguiente.
c. Los consumos de los domingos y feriados en horas de punta serán considerados como fuera de punta.

4.4. Las condiciones de calidad en que se brindará los servicios son las establecidas en la norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

4.5. La Potencia Mínima Facturable será cero para cualquier oferta realizada por los Postores.

4.6. La potencia por facturar en el punto de suministro será la Potencia Coincidente, es decir, la potencia demandada en el Punto de Suministro en el mismo instante en que ocurre la Máxima Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y registrado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) para cada periodo de facturación.

4.7. La facturación de Potencia se obtendrá multiplicando la Potencia Coincidente según lo indicado en el literal anterior multiplicado por el Precio de Potencia que el Postor presente en su oferta.

4.8. Las propuestas remitidas en el marco del presente Proceso tendrán un tratamiento de oferta No Vinculante (En adelante NBO).

4.9. La energía por facturar al Cliente será la energía registrada en el medidor instalado en el Punto de Suministro durante el periodo de facturación, esta será reflejada hasta la Barra de Referencia de Generación que corresponda mediante la aplicación de los factores de expansión de pérdidas regulados por el OSINERGMIN.

4.10. La facturación de energía activa se obtendrá multiplicando la Energía descrita en el numeral anterior, multiplicada por el Precio de Energía debidamente actualizado que el Postor presente en su oferta.

4.11. Para el caso de los factores de actualización para los precios de la Potencia y

Energía se tomará los que originen el menor porcentaje de actualización en el tiempo.

4.12. La facturación de los cargos regulados por el OSINERGMIN, tales como los Peajes de Transmisión Principal, de Transmisión Secundaria y de Distribución, Alumbrado Público, Energía Reactiva u otro cargo regulado que esté vigente dentro del periodo del Contrato, se aplicarán según lo establezca la normatividad. Si como resultado o modificación de los precios regulados por el OSINERGMIN, hubiese más de un precio aplicable durante el mes, la facturación de ese mes se hará sobre la base de los precios ponderados tomando en cuenta el número de días de vigencia de cada precio.

4.13. El suministro deberá sujetarse a las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante LCE), la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, Decreto Supremo N° 022- 2018-EM, que modifica Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada mediante Resolución Directoral N° 014-2005- EM/DGE y las demás disposiciones aplicables.

4.14. En caso de racionamiento y/o de incumplimiento de los parámetros de calidad del producto o del suministro, el suministrador pagará las compensaciones y penalidades a que hubiere lugar por incumplimiento de los niveles de calidad exigidos, de acuerdo con los procedimientos establecidos en la Ley, el Reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y directivas complementarias.

4.15. En caso de que el exceso de las tolerancias establecidas para las perturbaciones (flicker, tensiones armónicas y otras que definan la legislación del sector eléctrico) sea de responsabilidad del suministrador, se aplicará las sanciones o penalidades que tuviera que pagar a terceros en aplicación de la NTCSE.

4.16. No existirán cláusulas de reajuste de precios de energía, resolución del contrato, u obligación de renegociar el contrato, frente a cambios regulatorios o variaciones del costo marginal de corto plazo.

Potencia Contratada

PUNTO DE SUMINISTRO	POTENCIA CONTRATADA (kW)	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	BARRA DE REFERENCIA
N°: 1242888 Institución Educativa Av. La Fontana La Molina	250	10	Lima 220 kV

5. Precios de Contrato

Potencia

El precio de la potencia a ofrecer por el Postor será, como máximo, el precio de potencia en barra (PPM) regulado por el OSINERGMIN para la Subestación Lima 220 kV, publicado mensualmente en su página web, expresado en Soles por cada kW de potencia facturable (S/. / kW-mes).

Energía en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta

El precio de la energía a ofrecer por el Postor será indicado en Dólares por cada MWh consumido (US$ /MWh), considerando como mes base diciembre de 2024.

6. Obligaciones Generales del Suministrador

6.1. La empresa suministradora es responsable de suministrar la potencia y energía requerida de manera continua en el marco de la normatividad eléctrica vigente.

6.2. El suministrador deberá comunicar al Cliente con la debida anticipación y con plazo no mayor a las 72 horas de anticipación cualquier suspensión de servicio por motivos de mantenimiento y/o ampliación de instalaciones que la distribuidora de electricidad solicite.

6.3. En caso de emergencias o fallas en la red de distribución y/o transmisión, el suministrador deberá comunicarse con el Cliente para comunicarle lo acontecido, asesorándolo y guiándolo en todo momento hasta la reposición total del suministro eléctrico.

6.4. Brindar mensualmente vía correo electrónico y/o plataforma la información detallada del consumo de energía en intervalos de cada 15 minutos.

6.5. Designar a un profesional responsable de realizar las coordinaciones de operación y mantenimiento necesarias con el Cliente con disponibilidad total.

6.6. En caso los equipos de medición y equipamiento asociado al suministro eléctrico que se utilizarán para fines de facturación desde el inicio del contrato requieran cambios o actualizaciones, los costos de procura e instalación del nuevo medidor serán asumidos por el suministrador.

6.7. Los costos generados por congestiones en el sistema de transmisión o restricciones en el transporte y suministro de gas natural de Camisea a los generadores eléctricos (suministradores) en ningún caso serán trasladados al Cliente.

6.8. El suministrador se compromete a poner a disposición del Cliente un “Ejecutivo de Cuenta” que pueda absolver las consultas y/o requerimientos que surjan de la puesta en ejecución del Contrato, además de facilitar los números y personas responsables del Centro de Control los 365 días del año para temas referidos a coordinaciones operativas derivadas de la aplicación del contrato de suministro.

7. Obligaciones Generales del Cliente

7.1. El Cliente asumirá el 100% de los cargos correspondientes a los peajes, compensaciones y otros cargos regulados actuales y futuros, siempre y cuando los cargos y/o compensaciones que sean de carácter regulado y aplicables dentro de la vigencia del Contrato.

7.2. Las facturas por el suministro podrán ser canceladas dentro de los 30 días posteriores a su presentación. La acumulación de una o más facturas impagas, facultará al suministrador a suspender el suministro eléctrico hasta su regularización.

7.3. Los excesos de consumo de potencia y energía asociada hasta el 120% serán facturados sin ningún recargo sobre las tarifas pactadas.

8. Evaluación de Ofertas

8.1. La evaluación considera el flujo de costos asociado al suministro eléctrico durante el periodo de suministro, tomando en cuenta cada oferta.

8.2. Se favorecerán ofertas escalonadas que en valor presente favorezcan al Cliente

8.3. Una vez evaluadas las ofertas en conjunto con el Cliente se optará discrecionalmente por adjudicar este proceso a favor del Postor más competitivo.

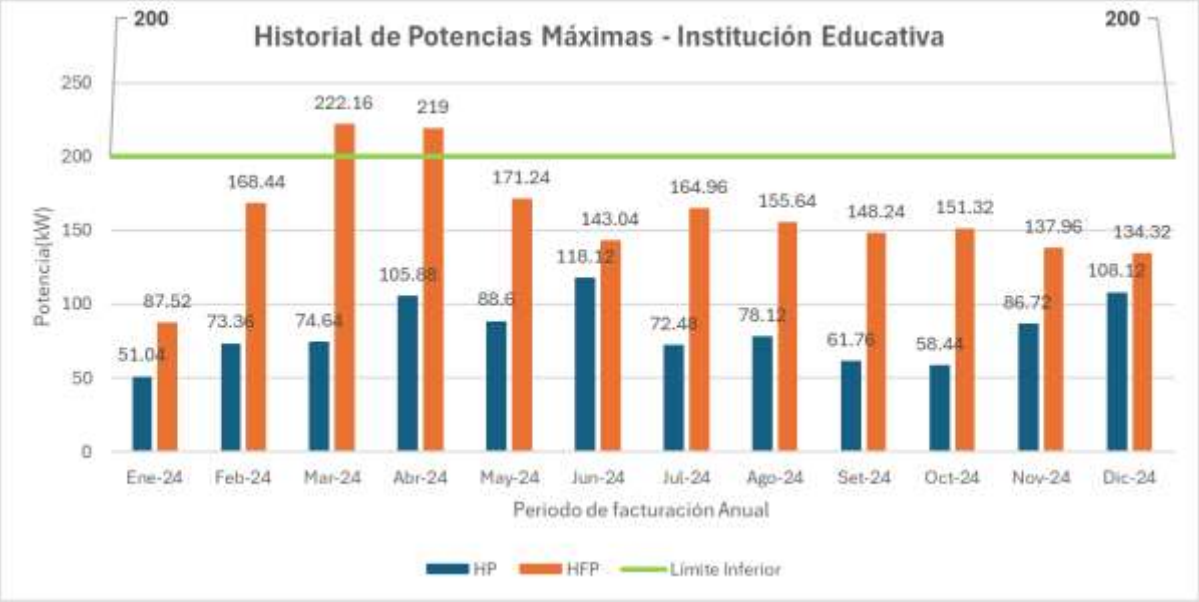
8.4. El Cliente se reserva el derecho de cancelar, suspender o modificar el proceso de contratación de suministro en cualquier momento, sin que ello le genere responsabilidad alguna.

9. Cronograma del Proceso

N°	Proceso	Fecha
1	Convocatoria a los Proveedores de Electricidad en el marco del Concurso.	A partir del lunes 03 de junio de 2024
2	Envío de los Términos de Referencia – TdR a los Proveedores de Electricidad.	Lunes 10 de junio de 2024
3	Recepción de Consultas al TdR	Del lunes 10 de junio de 2024 hasta jueves 13 de junio de 2024
4	Absolución de Consultas por parte del Cliente	Lunes 17 de junio de 2024
5	Presentación de Ofertas Técnico – Económicas de los Postores.	Hasta las 18:00 horas del viernes 21 de junio de 2024
6	Evaluación de Ofertas	Del lunes 24 de junio de 2024 hasta viernes 28 de junio de 2024
7	Adjudicación de Postor Ganador	Lunes 08 de julio de 2024
8	Revisión del contrato de energía.	Del lunes 08 de julio de 2024 al viernes 19 de julio de 2024
9	Suscripción del Contrato	Lunes 22 de julio de 2024
10	Início de Contrato de Suministro para la institución educativa	Miercoles 01 de enero del 2025

Anexo 1: Histórico de consumos de potencia y energía.

Fecha	HP	HFP	kWh-HFP	kWh-HP
Ene-24	51.04	87.52	17340	3120
Feb-24	73.36	168.44	29312	4596
Mar-24	74.64	222.16	40712	4988
Abr-24	105.88	219	46068	5988
May-24	88.6	171.24	34088	4340
Jun-24	118.12	143.04	37644	5132
Jul-24	72.48	164.96	29252	3428
Ago-24	78.12	155.64	33256	3940
Set-24	61.76	148.24	37768	4224
Oct-24	58.44	151.32	32876	4200
Nov-24	86.72	137.96	28016	4172
Dic-24	108.12	134.32	23940	4424



Anexo 2: Carta para cambio de usuario de regulado a libre

Lima, 1 de enero de 2024

Atención:

LUZ DE SUR S.A.A.

Referencia: Suministro Eléctrico N° 1242888

Asunto: Cambio de condición a Usuario Libre

Estimados Señores;

Les hago llegar mis más cordiales saludos. El motivo de la presente comunicación es formalizar mi petición indicada en el asunto; según, menciona el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad DS N°022-2009-EM. Espero tengan bien tomar en consideración esta solicitud para cambiar de condición de Usuario Regulado a Usuario Libre dentro de los plazos reglamentados.

Atentamente,

Jerson Suarez

Representante

DNI: 70182945

Como adjunto a esta carta:

- Documento de propiedad del predio.
- Poder vigente
- Copia de DNI

Anexo L: Carta de Invitación al Proceso de Licitación de Suministro de Electricidad

Lima, 10 de junio de 2024

EH-GC-2024-115
Señores:
Empresa Suministradora de Electricidad
Presente.-

Atención:	"Nombre y Apellido" Cargo de representante
Asunto:	Invitación para participar del Concurso Privado para la adjudicación de Contrato de Suministro al Proveedor de Electricidad para la institución educativa.

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a su representada para extenderles la invitación al Concurso Privado para la Contratación de Suministro Eléctrico para nuestra Institución Educativa quienes dirigiremos el proceso de contratación de sus requerimientos de energía y potencia eléctrica asociada (en adelante "Proceso").

En ese sentido, remitimos los Términos de Referencia del Proceso para su evaluación y elaboración de una Propuesta Técnico – Económica para nuestra Institución considerando los términos que se consideran en el presente documento.

Les recordamos la fecha de presentación de su propuesta tendrá que ser remitida hasta el viernes 21 de junio de 2024 (*Clic para agendarlo a tu Calendario*).

Cualquier consulta o comentario al Proceso comunicarse con nuestro Representante, Jerson Suarez al correo jasuarezb@uni.pe y N° Cel:939 137 907.

Agradecemos su gentil atención y quedamos atentos a su propuesta.

Atentamente.

Jerson Suarez
Representante

Nota: Esta es un modelo de carta de invitación que usualmente se envía a las empresas generadoras para invitarlos a participar en los procesos de licitación para obtener las mejores ofertas del mercado.

Anexo M: Modelos de Propuestas Comerciales

PROPUESTA PARA LA INSTITUCIÓN EDUCATIVA

CONDICIONES TÉCNICO - COMERCIALES

1. Potencia Contratada HP: 250 KW. Relación de Suministros:

PUNTO DE SUMINISTRO	POTENCIA CONTRATADA (kW)	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	BARRA DE REFERENCIA
N°: 1242888 Institución Educativa Av. La Fontana La Molina	250	10	Lima 220 kV

2. Precios de Potencia y Energía Activa de Generación en la Barra de referencia 220 kV de Lima:

PERIODO	Precio de Potencia en Hora Punta	Precio de Energía Activa en HP y HFP
Ene-25 a Dic-27	PPM	US$ 43.0 - MW.h

La facturación de energía se realizará en soles (S/) al tipo de cambio del último día del mes facturado.

- El Precio de Potencia se actualizará de acuerdo con el Precio de la Potencia de Horas Punta en Barra del SEIN, publicado y actualizado por Osinergmin. Los Precios de Energía Activa en Horas Punta y Fuera de Punta se actualizarán de acuerdo con lo siguiente:

$$PEI = PEOx(0.5\,x\frac{PPIi}{PPIo} + 0.5\,x\frac{PGNi}{PGNo})$$

Donde:

PEi: Precio actualizado de la energía activa.
PE0: Precio base de la energía activa.
PGNi: Precio del Gas Natural publicado por OSINERGMIN en US$/MMBTU, obtenido mediante el Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra indicado en la Resolución OSINERG N° 108/2006-OS/CD, sin considerar futuras modificatorias.
PGN0: Precio del Gas Natural inicial expresado en US$/MMBTU al 31 de diciembre de 2024.
PPIi: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (PPI-USA), correspondiente al Periodo de Facturación i-1. El PPI-USA corresponde al índice mensual "Finished goods less food and energy, Serie ID WPSFD4131, Seasonally Adjusted" publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor en su portal Internet: www.bls.gov.
PPI0: PPI-USA inicial al 31 de diciembre de 2024.

3. La Potencia de Generación y El peaje por el Sistema Principal de Transmisión se facturará con la demanda registrada coincidente con la Máxima Demanda Mensual del SEIN. No se considerará un mínimo.
4. Los cargos establecidos por Sistema Principal de Transmisión, Sistema Secundario de Transmisión y Sistema de Distribución Primaria, así como los Factores de Expansión de Pérdidas por los Sistema Secundarios de Transmisión y de Distribución corresponderán a tarifas reguladas fijadas por OSINERGMIN, por lo que serán modificados y/o actualizados aplicándose las Resoluciones y fórmulas de actualización de tarifas que publique dicha entidad.
5. Nuestra propuesta considera brindar el servicio adicional en el soporte técnico y comercial en sus gestiones por nuevos suministros, ampliaciones de carga, mantenimiento eléctrico, reposición del suministro ante fallas de su sistema de utilización y prioridad en la continuidad del servicio de los suministros.
6. Esta propuesta considera el suministro de energía y potencia por tres (3) años.
7. Fecha Inicio del contrato: 1° de enero de 2025.
8. Fecha Fin del contrato: 31 de diciembre de 2027.
9. Validez de la oferta: 20 días.

Lima, 20 de junio de 2024

Anexo N: Factores de Actualización

Factor de actualización de potencia:

$$PPi = PPMx(\frac{PPIi}{PPIo})$$

Donde:

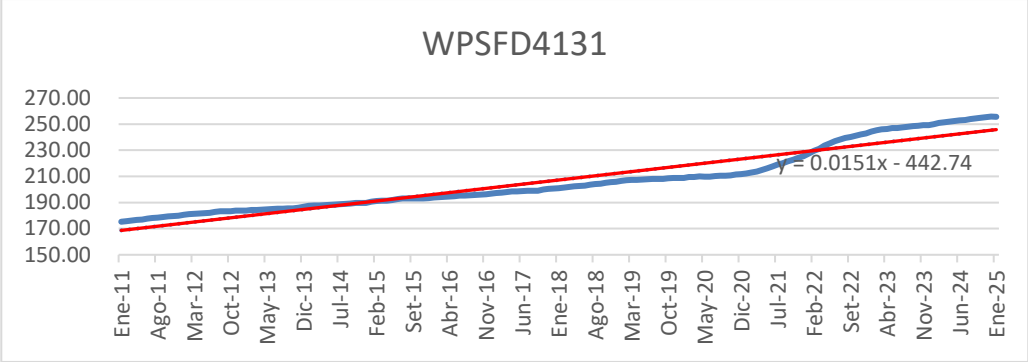
PPi: Precio actualizado de la potencia.
PPM: Precio base de la energía activa.
PPIi: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (PPI-USA), correspondiente al Periodo de Facturación i-1. El PPI-USA corresponde al índice mensual "Finished goods less food and energy, Serie ID WPSFD4131, Seasonally Adjusted" publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor en su portal Internet: www.bls.gov.
PPI0: PPI-USA inicial al 31 de diciembre de 2024.

$$PEI = PEOx(0.5\ x\frac{PPIi}{PPIo} + 0.5\ x\frac{PGNi}{PGNo})$$

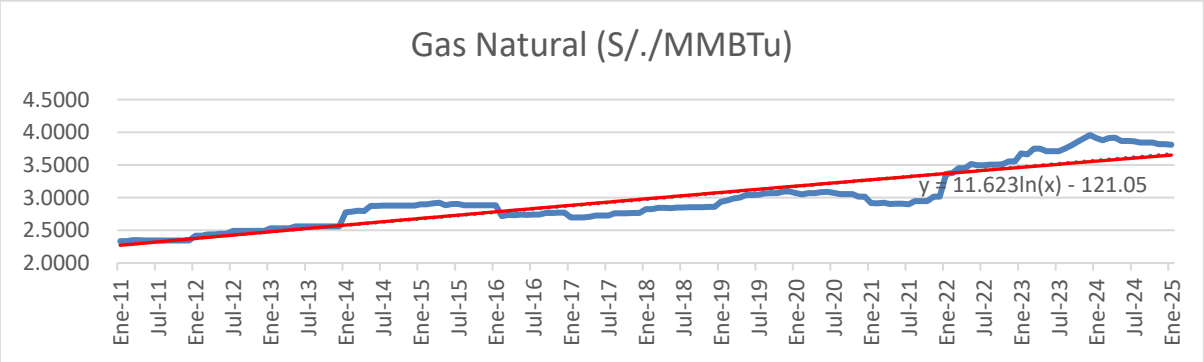
Donde:

PEi: Precio actualizado de la energía activa.
PE0: Precio base de la energía activa.
PGNi: Precio del Gas Natural publicado por OSINERGMIN en US$/MMBTU, obtenido mediante el Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra indicado en la Resolución OSINERG N° 108/2006-OS/CD, sin considerar futuras modificatorias.
PGN0: Precio del Gas Natural inicial expresado en US$/MMBTU al 31 de diciembre de 2024.
PPIi: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (PPI-USA), correspondiente al Periodo de Facturación i-1. El PPI-USA corresponde al índice mensual "Finished goods less food and energy, Serie ID WPSFD4131, Seasonally Adjusted" publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor en su portal Internet: www.bls.gov.
PPI0: PPI-USA inicial al 31 de diciembre de 2024.

Año	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
WPSFD4131	171.99	172.22	183.03	188.54	194.05	199.57	205.09
Año	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
WPSFD4131	210.60	216.11	221.63	227.15	232.66	238.17	243.70
Año	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Δ%	2.9%	3.1%	3.0%	2.9%	2.8%	2.8%	2.7%
Año	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Δ%	2.6%	2.4%	2.2%	2.0%	1.7%	1.5%	1.3%



Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PGN (S/;/MMBTU)	2.34	2.46	2.55	2.85	2.89	2.76	2.73
Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PGN (S/;/MMBTU)	2.85	3.03	3.06	2.94	3.48	3.77	3.87
Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Δ%	0.4%	6.2%	2.6%	12.3%	0.1%	-3.8%	-0.1%
Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Δ%	3.3%	8.1%	-2.6%	0.2%	17.0%	10.9%	-3.6%



Ahora a partir de los valores históricos de WPSFD4131 y de PGN, proyectaremos y obtendremos los valores de los factores según formula de actualización para potencia y energía.

Factores a diciembre de 2024
$PPIo$ =246.2277

Mes -Año	Ene-25	Feb-25	Mar-25	Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Set-25	Oct-25	Nov-25	Dic-25
PPM (USD/kw-mes)	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93
PPI	246.70	247.16	247.59	248.05	248.51	248.98	249.43	249.90	250.37	250.82	251.29	251.74
Factor	1.0019	1.0038	1.0055	1.0074	1.0093	1.0112	1.0130	1.0149	1.0168	1.0186	1.0205	1.0224
Precio Actualizado	5.94	5.96	5.97	5.98	5.99	6.00	6.01	6.02	6.03	6.04	6.06	6.07

Mes -Año	Ene-26	Feb-26	Mar-26	Abr-26	May-26	Jun-26	Jul-26	Ago-26	Set-26	Oct-26	Nov-26	Dic-26
PPM (USD/kw-mes)	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93
PPI	252.21	252.68	253.10	253.57	254.02	254.49	254.94	255.41	255.88	256.33	256.80	257.25
Factor	1.0243	1.0262	1.0279	1.0298	1.0316	1.0335	1.0354	1.0373	1.0392	1.0410	1.0429	1.0448
Precio Actualizado	6.08	6.09	6.10	6.11	6.12	6.13	6.14	6.15	6.17	6.18	6.19	6.20
Mes -Año	**Ene-27**	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
PPM (USD/kw-mes)	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93	5.93
PPI	257.72	258.19	258.61	259.08	259.53	260.00	260.45	260.92	261.39	261.84	262.31	262.76
Factor	1.0467	1.0486	1.0503	1.0522	1.0540	1.0559	1.0578	1.0597	1.0616	1.0634	1.0653	1.0672
Precio Actualizado	6.21	6.22	6.23	6.24	6.25	6.27	6.28	6.29	6.30	6.31	6.32	6.33

Factores a diciembre de 2024

$PPIo$ =246.2277

$PGNo$ = 3.654365 US$/MMBTU

Mes -Año	Ene-25	Feb-25	Mar-25	Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Set-25	Oct-25	Nov-25	Dic-25
PPI	246.70	247.16	247.59	248.05	248.51	248.98	249.43	249.90	250.37	250.82	251.29	251.74
PGN	3.66	3.67	3.68	3.69	3.69	3.70	3.71	3.72	3.72	3.73	3.74	3.75
Factor	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02
Mes -Año	**Ene-26**	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
PPI	252.21	252.68	253.10	253.57	254.02	254.49	254.94	255.41	255.88	256.33	256.80	257.25
PGN	3.76	3.76	3.77	3.78	3.79	3.79	3.80	3.81	3.82	3.82	3.83	3.84
Factor	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
Mes -Año	**Ene-27**	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
PPI	257.72	258.19	258.61	259.08	259.53	260.00	260.45	260.92	261.39	261.84	262.31	262.76
PGN	3.85	3.86	3.86	3.87	3.88	3.89	3.89	3.90	3.91	3.92	3.92	3.93
Factor	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.07	1.07

Precios de energía a corto plazo con factores de actualización.

Mes -Año	Ene-25	Feb-25	Mar-25	Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Set-25	Oct-25	Nov-25	Dic-25
Kondu	43.08	43.16	43.24	43.32	43.40	43.48	43.56	43.64	43.72	43.80	43.89	43.96
Atria	44.08	44.17	44.24	44.33	44.41	44.49	44.57	44.66	44.74	44.82	44.91	44.99
CVC	45.09	45.17	45.25	45.33	45.42	45.50	45.59	45.67	45.76	45.84	45.93	46.01
Egasa	45.59	45.67	45.75	45.84	45.92	46.01	46.09	46.18	46.27	46.35	46.44	46.52
Orygen	47.09	47.18	47.26	47.35	47.44	47.53	47.61	47.70	47.79	47.88	47.97	48.05
Mes -Año	**Ene-26**	**Feb-26**	**Mar-26**	**Abr-26**	**May-26**	**Jun-26**	**Jul-26**	**Ago-26**	**Set-26**	**Oct-26**	**Nov-26**	**Dic-26**
Kondu	44.05	44.13	44.20	44.28	44.36	44.45	44.52	44.61	44.69	44.77	44.85	44.93
Atria	45.07	45.15	45.23	45.31	45.40	45.48	45.56	45.64	45.73	45.81	45.89	45.97
CVC	46.09	46.18	46.26	46.34	46.43	46.51	46.60	46.68	46.77	46.85	46.94	47.02
Egasa	46.61	46.69	46.77	46.86	46.94	47.03	47.11	47.20	47.29	47.37	47.46	47.54
Orygen	48.14	48.23	48.31	48.40	48.49	48.58	48.67	48.76	48.85	48.93	49.02	49.11
Mes -Año	**Ene-27**	**Feb-27**	**Mar-27**	**Abr-27**	**May-27**	**Jun-27**	**Jul-27**	**Ago-27**	**Set-27**	**Oct-27**	**Nov-27**	**Dic-27**
Kondu	45.01	45.09	45.17	45.25	45.33	45.41	45.49	45.57	45.65	45.73	45.81	45.89
Atria	46.06	46.14	46.22	46.30	46.38	46.47	46.55	46.63	46.71	46.80	46.88	46.96
CVC	47.10	47.19	47.27	47.35	47.44	47.52	47.60	47.69	47.78	47.86	47.94	48.03
Egasa	47.63	47.71	47.79	47.88	47.96	48.05	48.13	48.22	48.31	48.39	48.48	48.56
Orygen	49.20	49.29	49.37	49.46	49.54	49.63	49.72	49.81	49.90	49.99	50.08	50.16

Anexo O: Histórico de Tarifas Eléctricas

TARIFA MT2

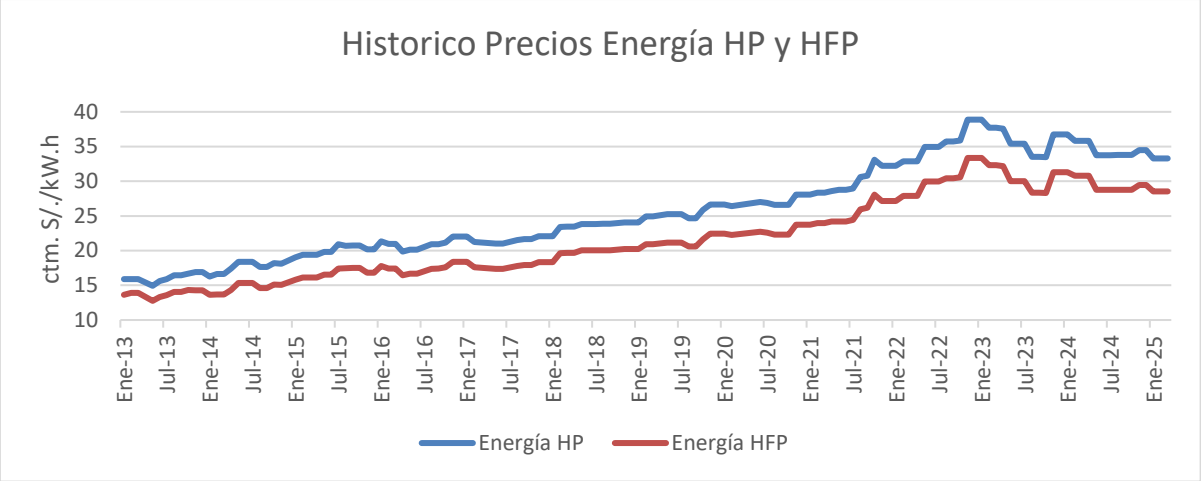
LUZ DEL SUR MEDIA TENSIÓN	Sin IGV Unidad	Dic-13	Nov-14	Dic-15	Nov-16	Dic-17	Dic-18	Nov-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	Dic-24
Cargo Fijo Mensual	S//mes	3.8	3.83	3.92	3.93	3.99	4.87	4.89	4.92	5.63	6.98	6.69	6.57
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	16.92	18.12	20.2	22.04	22.08	24.06	26.64	28.06	32.21	38.88	36.75	34.48
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	14.3	15.06	16.83	18.38	18.35	20.21	22.43	23.73	27.14	33.36	31.3	29.46
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S//kW-mes	30.37	33.19	48.23	55.88	57.9	55.07	59.06	66.11	68.06	68.53	58.29	64.16
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S//kW-mes	9.09	9	9.54	9.52	9.45	9.45	8.94	9.15	10.11	15.11	14.53	14.14
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S//kW-mes	9.97	9.87	10.46	10.44	10.37	10.22	9.67	9.9	10.94	16.25	15.64	15.21
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	3.54	3.7	4.34	4.35	4.18	4.61	4.59	4.97	5.59	5.65	5.37	5.45

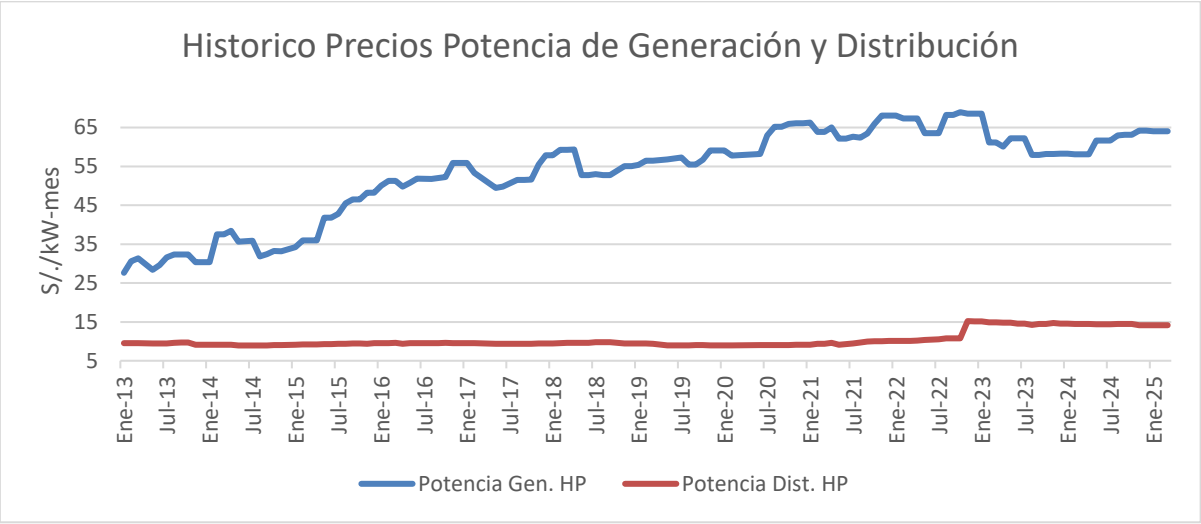
TARIFA MT3

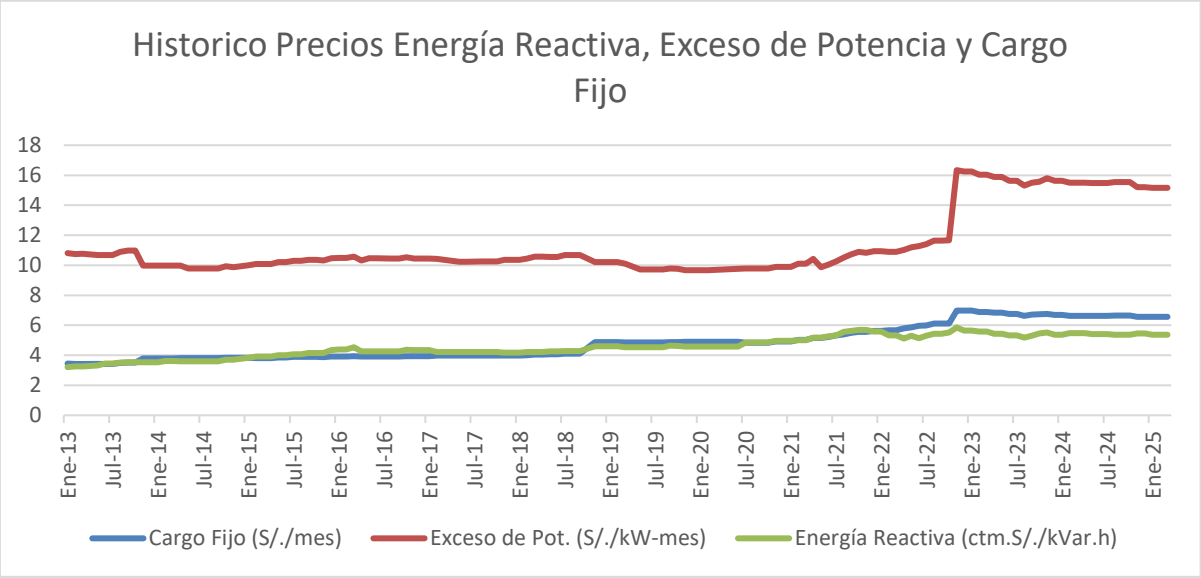
LUZ DEL SUR MEDIA TENSIÓN	Sin IGV Unidad	Dic-13	Nov-14	Dic-15	Nov-16	Dic-17	Dic-18	Nov-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	Dic-24
Cargo Fijo Mensual	S//mes	3.01	3.04	3.11	3.12	3.16	4.85	4.87	4.91	5.61	6	5.76	5.66
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S//kW.h	16.92	18.12	20.2	22.04	22.08	24.06	26.64	28.06	32.21	38.88	36.75	34.48
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S//kW.h	14.3	15.06	16.83	18.38	18.35	20.21	22.43	23.73	27.14	33.36	31.3	29.46
Cargo por Potencia Activa de generación HP	S//kW-mes	27.12	29.64	43.07	49.9	51.7	48.09	51.58	57.74	59.43	62.41	53.06	58.42
Cargo por Potencia Activa de generación HFP	S//kW-mes	18.49	20.2	29.36	34	35.24	31.56	33.85	37.89	39	43.56	37.05	40.78
Cargo por Potencia Activa de redes de distribución HP	S//kW-mes	10	9.91	10.5	10.49	10.41	10.27	9.72	9.94	10.98	16.9	16.26	15.82
Cargo por Potencia Activa de redes de distribución HFP	S//kW-mes	9.99	9.89	10.49	10.47	10.4	10.25	9.71	9.92	10.97	16.69	16.06	15.62
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	3.54	3.7	4.34	4.35	4.18	4.61	4.59	4.97	5.59	5.65	5.37	5.45

TARIFA MT4

LUZ DEL SUR MEDIA TENSIÓN	Sin IGV Unidad	Dic-13	Nov-14	Dic-15	Nov-16	Dic-17	Dic-18	Nov-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	Dic-24
Cargo Fijo Mensual	S//mes	3.01	3.04	3.11	3.12	3.16	4.85	4.87	4.91	5.61	6	5.76	5.66
Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	14.9	15.76	17.6	19.22	19.19	21.08	23.37	24.7	28.29	34.62	32.52	30.58
Cargo por Potencia Activa de generación HP	S//kW-mes	27.12	29.64	43.07	49.9	51.7	48.09	51.58	57.74	59.43	62.41	53.06	58.42
Cargo por Potencia Activa de generación HFP	S//kW-mes	18.49	20.2	29.36	34	35.24	31.56	33.85	37.89	39	43.56	37.05	40.78
Cargo por Potencia Activa de redes de distribución HP	S//kW-mes	10	9.91	10.5	10.49	10.41	10.27	9.72	9.94	10.98	16.9	16.26	15.82
Cargo por Potencia Activa de redes de distribución HFP	S//kW-mes	9.99	9.89	10.49	10.47	10.4	10.25	9.71	9.92	10.97	16.69	16.06	15.62
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S//kVar.h	3.54	3.7	4.34	4.35	4.18	4.61	4.59	4.97	5.59	5.65	5.37	5.45


Historico Precios Energía HP y HFP
ctm. S/./kW.h
40
35
30
25
20
15
10
Ene-13
Jul-13
Ene-14
Jul-14
Ene-15
Jul-15
Ene-16
Jul-16
Ene-17
Jul-17
Ene-18
Jul-18
Ene-19
Jul-19
Ene-20
Jul-20
Ene-21
Jul-21
Ene-22
Jul-22
Ene-23
Jul-23
Ene-24
Jul-24
Ene-25
Energía HP
Energía HFP


Historico Precios Potencia de Generación y Distribución
S/./kW-mes
65
55
45
35
25
15
5
Ene-13
Jul-13
Ene-14
Jul-14
Ene-15
Jul-15
Ene-16
Jul-16
Ene-17
Jul-17
Ene-18
Jul-18
Ene-19
Jul-19
Ene-20
Jul-20
Ene-21
Jul-21
Ene-22
Jul-22
Ene-23
Jul-23
Ene-24
Jul-24
Ene-25
Potencia Gen. HP
Potencia Dist. HP


Historico Precios Energía Reactiva, Exceso de Potencia y Cargo Fijo
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0
Ene-13
Jul-13
Ene-14
Jul-14
Ene-15
Jul-15
Ene-16
Jul-16
Ene-17
Jul-17
Ene-18
Jul-18
Ene-19
Jul-19
Ene-20
Jul-20
Ene-21
Jul-21
Ene-22
Jul-22
Ene-23
Jul-23
Ene-24
Jul-24
Ene-25
Cargo Fijo (S/./mes)
Exceso de Pot. (S/./kW-mes)
Energía Reactiva (ctm.S/./kVar.h)

Anexo P: Matriz de Calificación de Propuestas Técnico-Comerciales

CRITERIOS DE EVALUACIÓN		Condición	Descripción	Valoración	PROVEEDORES DE ENERGÍA				
ITEM	Criterio Técnico y de Servicio				Kondu	Atría Energía	Coelvisac	Egasa	Orygen
1	Potencia mínima facturable	MANDATORIO	Se considerará las propuestas que consideren 0 MW de potencia facturable.	-	✔	✔	✔	✔	✔
2	Compensaciones por parte del proveedor respecto al racionamiento y/o incumplimiento de los parámetros de calidad de energía	MANDATORIO	El proveedor deberá considerar la compensación en su propuesta.	-	✔	✔	✔	✔	✔
3	Cambio de cláusulas frente a cambios regulatorios no vigentes.	MANDATORIO	El proveedor no considerará este ítem en su propuesta.	-	✔	✔	✔	✔	✔
5	Esquema de servicio diferencial de calidad de energía que cumpla la NTCSE	OPCIONAL	Se valuará el esquema con mayores beneficios.	2%	3	3	3	3	3
6	Atención mediante centro de control ante necesidades operativas	OPCIONAL	Se valorará las propuestas que contemplen este ítem.	2%	2	2	2	2	2
7	Equipamento nuevo de medición asociado al nuevo suministro eléctrico será asumido por el postor ganador.	OPCIONAL	Se considerará el menor costo de implementación de propuesta	2%	1	1	1	1	1
8	Facturación de excesos de consumo de energía <=120% serán sin sobrecargos	OPCIONAL	Se valorará las propuestas que contemplen este ítem.	2%	3	2	2	2	1
9	Propuesta de implementación y procura del sistema de rechazo de carga.	MENOR VALOR PRESENTE	Se considerará el menor costo de implementación de propuesta	12%	1	1	3	1	1
ITEM	Criterio Económico	Condición	Descripción	Valoración	Kondu	Atría Energía	Coelvisac	Egasa	Orygen
10	Rango horario de máxima demanda según normativa vigente	MANDATORIO	Las propuestas deberán regirse a la normativa actual.	-	✔	✔	✔	✔	✔
11	Sobrecostos a la estructura de facturación	MANDATORIO	El proveedor no considerará este ítem en su propuesta.	-	✔	✔	✔	✔	✔
12	Estructura de precios	OPCIONAL	Los precios ofertados serán de los tipos: precio fijo, precio variable o precio indexado a factores macroeconómicos.	4%	2	2	2	2	2
13	Tipo de cambio	OPCIONAL	Se ponderará mejor las propuestas que propongan dólares como moneda de facturación.	4%	3	1	1	3	3
14	Ejecutivo de cuenta	OPCIONAL	Se valorará las propuestas que contemplen este ítem.	3%	3	3	3	3	3
15	Tiempo de facturación	OPCIONAL	Se ponderará las propuestas con mayor tiempo de facturación	12%	3	2	3	1	1
16	Valor presente de ahorro	MENOR VALOR PRESENTE	Se ponderará la propuesta que menor valor presente resulte del monto calculado entre el precio propuesto y el volumen de energía para los periodos ofertados.	45%	3	2	2	1	1

ITEM	Criterio de sostenibilidad	Condición	Descripción	Valoración	Kondu	Atría Energía	Coelvisac	Egasa	Orygen
17	Certificados de energía limpia	MANDATORIO	Las propuestas que no consideren este item serán desestimadas.	-	✕	✕	✕	✕	✕
18	Comunicación sobre sostenibilidad	OPCIONAL	Se valorará las propuestas que contemplen este ítem.	2%	1	1	1	1	1
19	Valor económico de la certificación	MENOR VALOR PRESENTE	Se considerará el menor costo de implementación de propuesta	10%	1	1	1	1	1

Condición	Descripción	Valoración	Kondu	Atría Energía	Coelvisac	Egasa	Orygen
OPCIONAL	Subtotal	33%	0.85	0.63	0.75	0.59	0.57
MENOR VALOR PRESENTE	Subtotal	67%	1.57	1.12	1.36	0.67	0.67
	Total	100%	1.3324	0.9583	1.1587	0.6436	0.637

ITEM	LEYENDA
1	MANDATORIO: CONDICIÓN EXCLUYENTE
2	OPCIONAL: SE PUNTURÁ EN BASE A LA MEJOR PROPUESTA DEL POSTOR.
3	MENOR VALOR PRESENTE: SE ACTUALIZARÁ LOS PRECIOS Y SE PONDERARÁ.
4	NTCSE: Norma técnica de calidad de servicios de electricidad.
5	PPI: Finished Goods Less Foods and Energy (WPSFD4131), Inflación Americana, https://www.bls.gov/ppi/
6	PGN: Precio de Gas Natural, https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPreciosReferencia.aspx?Codigo=2023

RESUMEN DE MATRIZ DE EVALUACIÓN - INCHAPE MOTORS	
MENOR VALOR PRESENTE	67%
OPCIONAL	33%

RESUMEN DE MATRIZ DE EVALUACIÓN - POR CRITERIO	
Criterio Técnico y de Servicio	Valoración
MANDATORIO	
MENOR VALOR PRESENTE	12%
OPCIONAL	8%
Criterio Económico	Valoración
MANDATORIO	
MENOR VALOR PRESENTE	45%
OPCIONAL	23%
Criterio de sostenibilidad	Valoración
MANDATORIO	
MENOR VALOR PRESENTE	10%
OPCIONAL	2%
TOTAL	**100%**

PUNTAJES*	Valor
PROVEEDOR PROPONE CON ESTANDARES BÁSICOS	1
PROVEEDOR PROPONE CON ESTANDARES INTERMEDIOS	2
PROVEEDOR PROPONE CON ESTANDARES SUPERIORES	3

*SOLO SE PUNTUARÁ LOS ITEMS CON CONDICION "OPCIONAL".

Anexo Q: Carta de Adjudicación al Suministrador Ganador de la Licitación

Lima, 08 de julio del 2024

Carta N°**[015-2024]-INSTITUCIÓN EDUCATIVA/CARTA DE ADJUDICACIÓN**

Estimada:
Representante de Suministradora
Cargo en Empresa
NOMBRE DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA
Av. La Fontana
La Molina. -

De nuestra mayor consideración:

Y en referencia al suministro de energía para La Institución Educativa.

Nos es grato dirigirles la presente comunicación para comunicarles que efectuada la evaluación de su Propuesta Técnica-Económica Referencial de Suministro de Energía Eléctrica para La Institución Educativa. remitida el 20 de junio de 2024 para el presente concurso para la Contratación del Suministro de Energía Eléctrica en el Punto de Suministro Nro: 1242888, ubicado en Av. La Fontana, La Molina de nuestra Institución Educativa. En tal sentido, se ha decidido dar por aceptada y por consiguiente expresarle nuestra intención de llevar a cabo el proceso de formalización contractual según los términos que se presenta en la propuesta aceptada.

Para cualquier consulta, información adicional y coordinaciones, agradeceremos comunicarse con el Jerson Suarez al teléfono 939 137 907, o a la dirección electrónica jasuarezb@uni.pe.

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para expresar a usted nuestros sentimientos de mayor consideración y estima.

Atentamente,

Jerson Suarez
Representante

Anexo R: Contrato de Suministro de Electricidad entre Kondu S.A.C y Grupo Santa Elena S.A

CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE KONDU S.A.C. Y GRUPO SANTA ELENA S.A.

Conste por el presente documento privado el **Contrato de Suministro de Electricidad** que celebran:

De una parte, **KONDU S.A.C.**, según los datos de identificación, domicilio y representación que se consignan en el Anexo 1 del presente Contrato, en adelante la **"Generadora"**.

De la otra parte, **GRUPO SANTA ELENA S.A.** según los datos de identificación, domicilio y representación que se consignan en el Anexo 1 del presente Contrato, en adelante el "**Cliente**".

El presente Contrato se gobierna por las estipulaciones siguientes:

CLÁUSULA PRIMERA: ANTECEDENTES

1.1 El **Cliente** es una empresa debidamente constituida bajo las Leyes Aplicables, que realiza actividades descritas en el Anexo 1, para lo cual, cuenta con todas las concesiones, permisos, licencias y autorizaciones requeridas por las Leyes Aplicables;

1.2 La **Generadora** es una sociedad constituida de acuerdo a las leyes peruanas, cuyo objeto es la generación y comercialización de electricidad, contando para ello con las respectivas concesiones y/o autorizaciones.

CLÁUSULA SEGUNDA: OBJETO Y MODALIDAD DE LA CONTRATACIÓN

2.1 La **Generadora** se obliga a suministrar al **Cliente** o hacer que se suministre a través de las normas y los procedimientos de transferencias establecidos por el COES, la Potencia y Energía Asociada en el Punto de Suministro necesarias para atender las Operaciones del **Cliente**, hasta la Potencia Contratada y la Energía Asociada a ésta.

2.2 Por su parte, el **Cliente** se obliga a comprar en exclusividad a la **Generadora** los requerimientos de Potencia y Energía de sus Operaciones, referidas en el Anexo 3, hasta el límite de la Potencia Contratada y la Energía Asociada a ésta; y efectuar los pagos respectivos conforme a lo previsto en este Contrato, estando impedido de revender, redistribuir, reasignar o transferir, bajo cualquier título, dicha Potencia o Energía asociada, ni satisfacer sus requerimientos de Potencia y Energía para sus Operaciones mediante terceros.

2.3 En caso el Cliente durante la vigencia del Contrato, implemente soluciones de autoproducción, peak shaving y/o de eficiencia energética, u otro similar, no deberá perjudicar la exclusividad de los requerimientos de Potencia y Energía de sus Operaciones hasta el límite de la Potencia Contratada y la Energía Asociada a ésta que se establecen en el presente Contrato.

CLÁUSULA TERCERA: DEFINICIONES

Las Definiciones utilizadas en el presente Contrato son las que se encuentran en el Anexo 4.

CLÁUSULA CUARTA: PLAZO

4.1 El presente Contrato entrará en vigencia en la fecha de suscripción siendo la Fecha de Inicio de Consumo el 01 de enero de 2025 a las 00:00 horas hasta las 24:00 horas de 31 de diciembre de 2027. Este plazo es forzoso para ambas Partes y sólo podrá resolverse por las causales y los procedimientos establecidos en el presente Contrato.

4.2 A la terminación del plazo contractual, el **Contrato** se renovará, por periodos anuales salvo que cualquiera de las Partes comunique a la otra con un periodo mínimo de tres (3) meses de anticipación su voluntad de no renovarlo.

De no darse dicha comunicación, y a efectos de renovar el Contrato, las Partes mantendrán una negociación de buena fe los 30 primeros Días del plazo indicado en el párrafo anterior de este numeral, luego de la cual se fijarán nuevas condiciones. A falta de acuerdo, las Partes quedarán liberadas y resolverán el Contrato, al término del plazo indicado en el numeral 4.1, sin responsabilidad alguna.

CLÁUSULA QUINTA: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SUMINISTRO

5.1 Las condiciones de calidad aplicables al suministro materia del presente Contrato son de nivel estándar según la NTCSE.

5.2 Las Partes acuerdan que el pago de compensaciones por incumplimiento de los indicadores de calidad establecidos en la NTCSE se sujetará a lo establecido en el Anexo 2 del Contrato.

CLÁUSULA SEXTA: POTENCIA CONTRATADA

6.1 La Potencia Contratada en Horas de Punta ("HP") y Horas Fuera de Punta ("HFP") establecida en el Anexo 3 y la Energía Asociada constituyen la máxima obligación de suministro asumida por la **Generadora** bajo este Contrato. La Generadora no será responsable si las instalaciones del Cliente, del SEIN, del transmisor y/o distribuidor al cual está conectado el Cliente no permiten el suministro de la Potencia Contratada.

6.2 La Potencia Mínima Facturable constituye la obligación mínima de pago de Potencia por parte del **Cliente** a la **Generadora**.

6.3 En el caso que durante la vigencia del Contrato el Cliente requiera un incremento en la Potencia Contratada, deberá efectuar una solicitud por escrito a la Generadora con no menos de sesenta (60) Días de anticipación. Si la Generadora atiende la solicitud del Cliente, siempre que ésta sea menor al 10% de la Potencia Contratada, mantendrá las mismas condiciones del Contrato. En caso el requerimiento del Cliente supere el 10% de la Potencia Contratada, la Generadora evaluará los precios que se aplicarán a esta potencia y energía asociada adicional, para lo cual, en cualquiera de los casos, deberá responder a dicha solicitud de incremento en un plazo no mayor a quince (15) Días. De rechazar esta solicitud o de no existir respuesta en el referido plazo el Cliente podrá contratar con terceros el suministro de dicho incremento de demanda siendo que, en tal caso, la Potencia y Energía activa suministrada por la Generadora se determinará según las normas aplicables del Reglamento de la Ley de Concesiones o de la norma que pudiera sustituirlo.

La Generadora no será responsable si las instalaciones del Cliente o del SEIN no permitan el suministro de los incrementos de Potencia Contratada.

CLÁUSULA SÉPTIMA: MEDICIÓN

7.1 La Generadora, a solicitud del Cliente, instalará un nuevo equipo de medición que será de propiedad del Cliente, en caso no sea factible su instalación se utilizará el equipo de medición actualmente en operación. Cualquier intervención en el referido equipo de medición deberá efectuarse en presencia de ambas Partes.

7.2 En caso que el equipo de medición fallare o en caso que el registro sea tan errático que éste sea sin sentido, la Potencia y la Energía Asociada suministrada será determinada con la mejor información que se encuentre disponible, tal como: los registros históricos de consumos, información del equipo de medición previa o posterior a la falla, información de equipos de medición del propio cliente u otro mecanismo adecuado concordado por las **Partes**.

CLÁUSULA OCTAVA: PRECIOS, PEAJES, CARGOS REGULADOS Y TRIBUTOS

(i) Precios.-

8.1 Las Partes acuerdan que los Precios de la Potencia y de la Energía Asociada en HP y HFP a ser utilizados en la facturación mensual serán los que resulten de aplicarle mensualmente a los Precios iniciales establecidos en el Anexo 3 las fórmulas de reajuste de los numerales 5.1 y 5.2 del mismo anexo para el caso de la Potencia y para la Energía Asociada, respectivamente.

8.2 Los Precios son totales y netos en el Punto de Suministro. No incluyen el Impuesto General a las Ventas (IGV) ni el impuesto de Promoción Municipal, que serán de cargo del **Cliente**. Asimismo, todo cambio futuro de las leyes tributarias que establezcan tributos a ser asumidos por los consumidores de electricidad y que, de acuerdo con la legislación tributaria, deban ser trasladados al **Cliente**, será de cargo de éste.

(ii) Cargos Regulados.-

8.3 Los Cargos Regulados incluyen los Peajes, tributos y otros cargos, costos y/o conceptos regulados, actuales o futuros tales como Cargo FISE, Cargo FOSE, Cargos por la Ley N° 29970, Cargo por Electrificación Rural y otros que se encuentren o puedan ser incorporados ya sea en los peajes de transmisión o que se paguen de otra manera por disposición de las Leyes Aplicables. El **Cliente** pagará los Cargos Regulados actuales o futuros de conformidad con las Leyes Aplicables, o según corresponda, los Cargos Regulados serán transferidos por la Generadora al **Cliente** de manera transparente y sin recargo alguno en proporción a sus consumos de potencia y/o energía respecto del consumo total de los clientes de la Generadora.

CLÁUSULA NOVENA: FACTURACIÓN Y PAGO

9.1 **Facturación de la Potencia.-**

9.1.1 La Potencia mensual a tomar en cuenta en la facturación por parte de la Generadora será la demanda activa medida en el Punto de Suministro, que coincida con la máxima demanda del SEIN (Demanda Mensual Coincidente) debidamente reflejada hasta la Barra de Referencia de Generación aplicando los respectivos Factores de Transmisión y Distribución.

9.1.2 La **Generadora** facturará y el **Cliente** pagará el monto resultante del producto de (a) el precio de la Potencia establecido en la cláusula Octava literal (i) por (b) el mayor valor entre (i) la Demanda Mensual Coincidente medida en el Punto de Suministro y debidamente reflejada hasta la BRG y (ii) la Potencia Mínima Facturable reflejada hasta la BRG.

9.2 **Facturación de la Energía Asociada.-**

9.2.1 La facturación de la Energía Asociada será igual al producto de (a) el consumo efectivo de Energía del **Cliente** en HP y HFP registrado en el Punto de Suministro, debidamente reflejada hasta la Barra de Referencia de Generación aplicando los correspondientes Factores de Pérdidas de Transmisión y Distribución, por (b) los respectivos precios de la Energía establecidos en la cláusula Octava literal (i).

9.3 **Facturación de los Excesos de Consumo de Potencia y Energía Asociada**

Si la Demanda Coincidente del Cliente excediese el 140% de la Potencia Contratada, la Potencia consumida en exceso será considerada como Excesos de Consumo de Potencia.

Si el consumo de Energía Asociada en HP y HFP del Cliente se registra por encima del 140% la Potencia Contratada, dichos excesos serán considerados como Exceso de Consumo de Energía. Los excesos de Energía consumidos se determinarán por periodos de integración de 15 minutos cada uno, como la Energía contenida bajo la curva de carga (Potencia vs Tiempo) que exceda la Potencia Contratada en HP y HFP.

Los Excesos de Consumo de Potencia serán facturados al 110% de los precios de Contrato y los Excesos de Consumo de Energía Asociada, serán facturados con el mayor valor entre el precio de Energía en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta debidamente actualizados y el Costo Marginal en la BRG más 5.0 USD/MWh.

Las consecuencias de cualquier exceso de consumo de Potencia y su Energía Asociada que afecten a terceros será de exclusiva responsabilidad del **Cliente**, debiendo mantener indemne a **la Generadora**.

9.4 **Facturación de Energía Reactiva.-**

Los consumos de energía reactiva inductiva y capacitiva serán medidos en el Punto de Suministro y serán facturados de acuerdo al procedimiento, precio y moneda establecidos por OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental Competente.

9.5 **Facturación de los Peajes y demás Cargos Regulados**

Los Peajes y demás Cargos Regulados se facturarán de acuerdo con los precios y procedimientos regulados por OSINERGMIN, la Autoridad Gubernamental Competente, vigentes en el mes al que corresponda el suministro facturado y/o según lo establecido en el Contrato.

9.6 **Procedimiento de Facturación.-**

9.6.1 La facturación se efectuará mensualmente en forma desagregada por cada uno de los conceptos facturados, i) La facturación por el suministro de la Energía Asociada será emitida en Soles, para estos efectos, de manera previa a la emisión de la factura, los montos calculados en Dólares aplicando los precios establecidos en el Anexo 3 debidamente actualizados, deberán ser cambiados a Soles utilizando el Tipo de Cambio publicado el día de emisión de la factura y ii) La Potencia y los demás cargos, tales como peajes, energía reactiva, cargos regulados y otros conceptos previstos en este Contrato serán facturados en Soles (S/) o en la moneda que determine la Autoridad Gubernamental Competente. Las facturas correspondientes serán enviadas, dentro de los quince (15) Días Hábiles del mes siguiente al mes del consumo, a la dirección electrónica indicada en la cláusula Décimo Sexta, en forma desagregada por cada uno de los conceptos facturados y en dos (2) o más facturas, adjuntando los anexos sustentatorios correspondientes, los que incluirán un informe de cálculo y los registros de la memoria masa de los medidores.

9.6.2 La facturación se efectuará por mes calendario, es decir por el período comprendido entre las 00:00 horas del primer día calendario y las 24:00 horas del último día calendario del mes.

9.6.3 La factura deberá ser pagada o podrá ser observada por el Cliente, con los fundamentos y pruebas pertinentes, dentro del plazo de treinta (30) Días de recibida, para lo cual se considerará como recibida en la fecha en la que la Generadora envía la factura al correo electrónico documentos.electronicos@santaelena.com.pe. El Cliente se obliga a pagar todas las facturas en las cuentas bancarias indicadas en el Anexo 1.

Sin perjuicio del plazo establecido en el párrafo anterior, el Cliente tendrá en cuenta que el cumplimiento del pago se entenderá efectuado cuando los montos que corresponden transferir a la Generadora hayan sido debidamente reflejados en dichas cuentas bancarias.

9.6.4 Si el **Cliente** tuviera objeciones a la factura presentada, pondrá este hecho en conocimiento de la **Generadora** dentro del plazo previsto para el pago, con todos los fundamentos y pruebas pertinentes. La observación parcial de la factura dentro de su plazo de vencimiento, no relevará al **Cliente** de su obligación de pagar el monto no observado en la fecha original del vencimiento.
Cualquier observación de las facturas que se realice con posterioridad a su fecha de vencimiento, no eximirá al **Cliente** de su obligación de pagar la totalidad del importe observado.

9.6.5 En caso el **Cliente** observe una factura la **Generadora** procederá a efectuar la revisión dentro de los veinticinco (25) Días siguientes de notificada la observación.
De mantenerse la discrepancia, ésta será resuelta de conformidad con el procedimiento de solución de controversias previsto en la cláusula Décima Tercera.

Dentro de los cinco (5) Días siguientes de resuelta la controversia de manera directa o de conformidad con la cláusula Décimo Tercera, la parte deudora deberá pagar a la acreedora el monto adeudado, más los intereses compensatorios y moratorios devengados hasta la fecha de pago con las tasas de interés indicadas en el numeral 9.6.7.

9.6.6 En caso se requieran ajustes o correcciones a las liquidaciones y facturas como resultado de inexactitudes en el medidor electrónico u otros errores en el cálculo, medición o facturación, las Partes volverán a calcular los montos por la Potencia y Energía Asociada entregadas. El resultado se aplicará a todo el período de inexactitud.

Una vez que los nuevos cálculos se hayan efectuado, la **Generadora** emitirá la nota de crédito o débito, según sea el caso, dentro de los siete (7) Días Hábiles siguientes, y la parte deudora pagará a la otra dentro de los cinco (5) Días Hábiles de recibida la referida nota contable.

9.6.7 Si cualquier factura (o nota de débito, si fuera el caso) emitida en Soles y/o Dólares no fuese pagada ni observada en el plazo indicado en el numeral 9.6.3, la **Generadora** facturará y el **Cliente** deberá pagar, a partir del primer día de vencida la factura (o nota de débito), un interés compensatorio y moratorio correspondiente al resultado de la media aritmética de las tasas de interés en Soles y Dólares establecidas en el sistema financiero para créditos a la microempresa, publicada en la página web https://www.sbs.gob.pe/app/stats/tasadiaria_3micro.asp o la que lo reemplace, sobre cualquier monto vencido en la moneda que fuese y no pagado oportunamente.
El interés compensatorio y el interés moratorio se aplicarán, hasta la fecha de la cancelación de la factura que no haya sido oportunamente cancelada.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 1257 del Código Civil, en el caso descrito en el párrafo anterior, la Generadora podrá imputar los pagos que efectúe el Cliente primero a los intereses y luego al capital hasta que se cubra la totalidad de los montos adeudados.

9.6.8 Sin perjuicio de lo establecido en el numeral 14.1.1, en caso de retraso en el pago de un (1) mes de facturación total o parcial de cualquiera de los siguientes conceptos: Potencia, Energía Asociada, Cargos Regulados, intereses generados según correspondan, o de cualquier otro concepto facturado en virtud de la presente cláusula (y que no hayan sido observados), la **Generadora** podrá, sin asumir responsabilidad frente al Cliente, suspender y efectuar el corte del suministro hasta

que el **Cliente** haya abonado la totalidad de lo adeudado, más el interés compensatorio y el interés moratorio a que hubiere lugar.

CLÁUSULA DÉCIMA: RESPONSABILIDAD DE LAS PARTES

10.1 **De la Generadora.-**

10.1.1 Poner a disposición del **Cliente** la Potencia Contratada y la Energía Asociada a ésta en el Punto de Suministro, de conformidad con el Contrato. Sin embargo, en caso de racionamiento, interrupción total o parcial o restricción en el suministro objeto del presente Contrato debido a un evento de caso fortuito o fuerza mayor o por causas no imputables a la **Generadora**, ésta se verá liberada de su obligación de suministro y en consecuencia, no será responsable por los daños y/o perjuicios que pudiera sufrir el **Cliente**.

10.1.2 Pagar oportunamente al Cliente las compensaciones y/o penalidades en los supuestos contemplados en el presente Contrato.

10.1.3 Actuar con la debida diligencia y hacer sus mejores esfuerzos, comercialmente razonables, para eliminar o mitigar los efectos de un evento de caso fortuito o fuerza mayor.

10.1.4 Operar y mantener sus instalaciones de conformidad con lo dispuesto en las Leyes Aplicables.

10.2 **Del Cliente.-**

10.2.1 Pagar a la **Generadora** oportunamente las facturas, de acuerdo con la cláusula Novena del Contrato, así como las compensaciones y/o penalidades establecidas en el presente Contrato.

10.2.2 Cumplir con las Leyes Aplicables y a acatar las órdenes del COES, incluyendo los rechazos de carga o racionamientos que este pueda disponer.

10.2.3 Satisfacer sus requerimientos de Potencia y Energía Asociada mediante el suministro materia de este Contrato (exclusividad en el suministro).

10.2.4 Actuar con la debida diligencia y hacer sus mejores esfuerzos, comercialmente razonables, para eliminar o mitigar los efectos de un evento de caso fortuito o fuerza mayor.

10.2.5 Operar y mantener sus instalaciones de conformidad con lo dispuesto en las Leyes Aplicables.

CLÁUSULA UNDÉCIMA: COORDINACIONES OPERATIVAS

11.1 Las situaciones de emergencia, originadas por la desconexión forzosa de equipos de generación y/o transmisión en el SEIN que afecten el suministro al **Cliente** deberán ser comunicadas en el más breve plazo posible, por teléfono y por correo electrónico, por el operador de turno del centro de control de la **Generadora** al supervisor del centro de control del **Cliente**.

CLÁUSULA DÉCIMO SEGUNDA: CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

12.1 Ninguna de las Partes incumplirá sus obligaciones bajo este Contrato, cuando ello sea atribuible a un evento de caso fortuito o fuerza mayor de conformidad con el Artículo 1315 del Código Civil.

Se considerarán eventos de caso fortuito y/o fuerza mayor, sin ser limitativos, los siguientes: (i) medidas, actos u omisión de actuar de cualquier Autoridad Gubernamental Competente que impida a cualquier Parte a cumplir con este Contrato, incluyendo las decisiones operativas del COES que interrumpan el suministro al **Cliente** o que afecten la posibilidad de la **Generadora** para cumplir con su obligación de suministro bajo este Contrato,; (ii) la modificación o reinterpretación de las Leyes Aplicables por parte de las Autoridades Gubernamentales Competentes; (iii)en caso alguna de las unidades de las centrales de generación de la Generadora, sean afectadas total o parcialmente, sean propias y/o de terceros que respalden el suministro de este Contrato, que originen que dichas instalaciones se encuentren impedidas de entregar potencia y energía asociada al SEIN, salvo que ello sea atribuible a la Generadora.

12.2 La Parte afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor notificará dicha circunstancia a la otra Parte dentro de las 48 horas siguientes de detectado el incidente. Posteriormente, y en un plazo no mayor de treinta (30) Días después de ocurrido el evento, deberá entregar a la otra Parte un informe detallado, sustentando la causa fáctica del evento de caso fortuito o fuerza mayor, adjuntando los medios probatorios que correspondan.

12.3 La Parte afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor deberá actuar con la diligencia debida y hacer sus mejores esfuerzos comercialmente razonables, para remediar su incumplimiento a la brevedad posible. Si pese a ello, el evento de fuerza mayor se prolonga por más de cuatro (4) meses, la Parte distinta de la que invoque caso fortuito o fuerza mayor podrá resolver el Contrato con arreglo a la cláusula Décima Cuarta.

12.4 El hecho que el OSINERGMIN califique o deje de calificar a un determinado evento como un evento de "fuerza mayor" no es vinculante para efectos de determinar si dicho evento se constituye como tal, de acuerdo con lo estipulado en el presente Contrato.

12.5 En ningún caso podrá considerarse como caso fortuito o fuerza mayor a: (a) la incapacidad de pago de cualquiera de las Partes con respecto a las obligaciones monetarias asumidas en el presente Contrato y (b) la no obtención, revocación o cancelación de una autorización, permiso, aprobación o informe favorable de cualquier Autoridad Gubernamental Competente que sea necesario para el cumplimiento de cualquier obligación asumida en virtud del presente Contrato, considerándose dicha no obtención revocación o cancelación como una causa imputable a la Parte afectada por dicha situación.

12.6 En el supuesto que una de las Partes no estuviera de acuerdo con la calificación del evento como de caso fortuito o fuerza mayor, puede recurrir al procedimiento de solución de controversias de la cláusula Décima Tercera.

12.7 El caso fortuito o fuerza mayor no liberará a las Partes del cumplimiento de las obligaciones que no sean suspendidas por dichos eventos. Las obligaciones afectadas quedarán suspendidas mientras dure el evento de caso fortuito o fuerza mayor.

CLÁUSULA DÉCIMO TERCERA: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

13.1 En caso de surgir alguna controversia en relación a la interpretación, validez, cumplimiento, vigencia, ejecución, resolución o nulidad del Contrato (la "Controversia"), las **Partes**, a través de los representantes designados en la cláusula Décima Sétima, tratarán de solucionar dicha Controversia de manera directa ("trato directo").

13.2 El trato directo tendrá una duración obligatoria de quince (15) Días Hábiles contados desde la fecha en que cualquiera de las Partes da inicio al trato directo respecto de la Controversia. Si las Partes no hubiesen llegado a un acuerdo satisfactorio mediante el trato directo, la Controversia será resuelta mediante arbitraje de derecho, bajo el auspicio, organización, administración y reglas para un procedimiento regular de arbitraje del Centro Internacional de Arbitraje de AmCham Perú, y cualquiera sea el monto involucrado en la Controversia en caso exista monto alguno. En ese caso, la Controversia será resuelta por un (1) único árbitro designado por el Centro.

De forma exclusiva, y solo en caso que la Generadora haya resuelto el Contrato por la causal establecida en el ítem 1) del numeral 14.1.1 de la cláusula Décimo Cuarta, y deba recurrir al arbitraje para que el Cliente cumpla con el pago de deudas por facturas emitidas, o que se encuentre pendiente de facturar por cualquier concepto establecido en el Contrato, cualquiera sea el monto involucrado, el arbitraje mencionado en el párrafo anterior será un Arbitraje Acelerado de derecho con árbitro único, el cual se desarrollará según el Apéndice IV de las Reglas de Arbitraje del Centro Internacional de Arbitraje de AmCham Perú (o el que lo sustituya), procedimiento en el cual el Tribunal deberá aplicar la renuncia establecida en el numeral 14.4.1 de la cláusula Décimo Cuarta del Contrato.

13.3 En cualquier caso, el arbitraje se desarrollará en la ciudad de Lima, en idioma castellano.

13.4 En todo lo no previsto en la presente cláusula se aplicarán las normas contenidas en el Decreto Legislativo N° 1071 (Ley de Arbitraje), sus reglamentos (si los hubiera), así como las Reglas, o los que los sustituya.

13.5 El laudo arbitral tiene naturaleza de cosa juzgada, es final, vinculante, determinante y concluyente en todos sus extremos. En consecuencia, las Partes renuncian expresamente a su derecho a interponer impugnación, reclamación o contradicción de algún tipo o naturaleza y ante ninguna instancia, persona o entidad, sea judicial o privada.
En caso fuese requerido dentro de la mecánica arbitral, las Partes se someten a la jurisdicción de los jueces y tribunales de Lima – Cercado.

CLÁUSULA DÉCIMO CUARTA: INCUMPLIMIENTO Y RESOLUCIÓN

14.1 **Incumplimientos.-**

14.1.1 Las Partes convienen que, de conformidad con lo establecido en el artículo 1429 del Código Civil, en la eventualidad que alguna de ellas incumpla cualquiera de las obligaciones sustanciales previstas en el presente Contrato ("Obligaciones Sustanciales"), la Parte perjudicada con el incumplimiento de la otra podrá requerir a la Parte que incumple, por carta notarial, la subsanación del respectivo incumplimiento dentro de un plazo no menor de quince (15) Días, bajo apercibimiento de que, en caso contrario, el Contrato quedará resuelto, salvo decisión en contrario de la Parte perjudicada con el incumplimiento.

Se entenderá resuelto el Contrato de manera efectiva al día siguiente de cumplido el plazo indicado en el párrafo anterior y siempre que el incumplimiento no haya sido subsanado, sin perjuicio de lo cual la Parte que decide resolver el Contrato cursará, en cualquier momento, una comunicación escrita simple a la otra Parte dejando constancia de la resolución.

Para efectos del presente Contrato, se consideran incumplimientos de Obligaciones Sustanciales del **Cliente** los siguientes:

1. Falta de pago total o parcial de dos o más facturas o notas de débito mensuales, consecutivas o alternadas, en la parte que no hayan sido observadas de conformidad con la cláusula 9.6.4., sin perjuicio de que, la Generadora haya suspendido el suministro por falta de pago conforme a lo dispuesto en el numeral 9.6.8 de la cláusula Novena del Contrato.
2. Si no asumiera el costo de eventuales compensaciones derivadas de la aplicación de la NTCSE y de conformidad a lo establecido en el Anexo 2 de este Contrato.
3. Desconocer o incumplir los laudos arbitrales o las medidas cautelares que se expidan al amparo de la cláusula Décima Tercera y que, en caso de tratarse de laudos arbitrales, no hubieran sido materia de recurso de anulación dentro del plazo legal previsto o, en su caso, cuando habiéndose interpuesto recurso de anulación, dicho recurso hubiera sido desestimado por el Poder Judicial.
4. No satisfacer sus requerimientos de Potencia y Energía Asociada mediante el suministro materia de este Contrato (exclusividad en el suministro).

Asimismo, se considerarán incumplimientos de Obligaciones Sustanciales de **la Generadora**, los siguientes:

1. No poner a disposición del **Cliente**, la Potencia Contratada y Energía Asociada por causa imputable al Generador, de acuerdo con lo establecido en la cláusula Segunda del Contrato.
2. Si no asumiera el costo de eventuales compensaciones derivadas de la aplicación de la NTCSE y de conformidad a lo establecido en el Anexo 2 de este Contrato.
3. Desconocer o incumplir los laudos arbitrales o las medidas cautelares que se expidan al amparo de la cláusula Décima Tercera y que, en caso de tratarse de laudos arbitrales, no hubieran sido materia de recurso de anulación dentro del plazo legal previsto o, en su caso, cuando habiéndose interpuesto recurso de anulación, dicho recurso hubiera sido desestimado por el Poder Judicial.

14.1.2 Independientemente de la decisión de resolver o no el Contrato, de acuerdo con el artículo 1428 del código civil, el incumplimiento de cualquiera de las Partes permitirá a la otra solicitar el pago de los daños y perjuicios provocados como consecuencia del incumplimiento, y cuya existencia sea debidamente acreditada, únicamente si tales daños y perjuicios son causados por dolo o culpa inexcusable de la otra Parte, y siempre que sean derivados inmediata y directamente por el incumplimiento de la Parte que incurre en éste. En concordancia con el art. 1328 del código civil, en ningún caso las Partes serán responsables por daños y perjuicios (incluyendo, pero sin limitarse al daño emergente, lucro cesante o daño moral) cuando el incumplimiento sea causado por culpa leve.

Sin perjuicio de lo anterior, el monto correspondiente al pago por daños y perjuicios provocados como consecuencia del incumplimiento, acumulados durante la vigencia del Contrato, no podrá ser mayor al monto definido en el numeral 14.1.3.

14.1.3 En caso de resolución del Contrato por incumplimiento de alguna de las Obligaciones Sustanciales, la Parte que incurrió en incumplimiento, deberá a la otra una penalidad equivalente al promedio de las 4 facturaciones de potencia y energía más altas del año multiplicadas por 6, no pudiendo solicitar el pago de otros daños y perjuicios derivados de un incumplimiento.

Lo establecido en el supuesto referido en el párrafo anterior no enerva que el **Cliente** deba pagar a la **Generadora** los montos adeudados por servicios efectivamente prestados, que a la fecha en que opere la resolución del Contrato haya sido facturado o se encuentre pendiente de facturar, incluyendo los intereses compensatorios y moratorios devengados por los montos vencidos y no pagados en su oportunidad, así como cualquier otro concepto de acuerdo con lo establecido en la cláusula Novena del Contrato. La penalidad y los importes debidos que correspondan deberán ser cancelados, a más tardar, dentro de los diez (10) Días siguientes a la fecha en que opere la resolución contractual.

14.2 **Causales de Resolución Contractual de Pleno Derecho.-**

14.2.1 Cualquiera de las Partes tendrá derecho a resolver de pleno derecho el presente Contrato, si se verificaran cualquiera de las siguientes causales:

(a) Si la otra Parte fuese declarada en estado de insolvencia y/o resultase comprendida en cualquier proceso concursal conforme a la Ley Aplicable por la Autoridad Gubernamental Competente.
(b) Si la otra Parte incurriera en causal de disolución o liquidación forzosa o voluntaria.
(c) Si la otra Parte se viera impedida de desarrollar su objeto social voluntaria o forzosamente.
(d) Si se mantuviera un evento de caso fortuito o fuerza mayor que impida la ejecución total o parcial del Contrato, por un plazo mayor a 4 meses, con arreglo a la cláusula Décima Segunda.

14.2.2 El **Cliente** podrá resolver de pleno derecho el presente Contrato en caso cierre definitivamente o suspenda sus Operaciones por más de seis (6) meses consecutivos.

14.2.3 En el mismo supuesto del numeral anterior, la **Generadora** podrá resolver de pleno derecho el presente Contrato, en caso el **Cliente** cierre definitivamente o suspenda sus Operaciones por más de seis (6) meses consecutivos.

14.2.4 Para la eficacia de la resolución de pleno derecho, bastará con que la Parte afectada notifique a la otra Parte, por la vía notarial, de su decisión resolutoria, señalando de manera precisa la causal verificada. El Contrato quedará resuelto efectivamente con la constancia de notificación notarial de dicha comunicación.

Si el Contrato quedara resuelto en aplicación del numeral 14.2.2 y 14.2.3 y posteriormente el **Cliente** o cualquiera de sus Afiliadas reiniciara sus Operaciones antes del vencimiento del plazo pactado en el numeral 4.1, la **Generadora** tendrá el derecho a retomar el suministro al **Cliente,** en las mismas condiciones establecidas en el Contrato.

Para ello, y en el supuesto previsto en el párrafo anterior, el **Cliente** deberá informar este hecho a la **Generadora,** mediante carta notarial, con una anticipación no menor a 60 Días al reinicio de sus operaciones. La **Generadora** tendrá un plazo de 30 Días, luego de recibida la carta notarial del **Cliente**, para comunicar, mediante carta notarial, su respuesta de si decide o no reactivar el suministro objeto del presente Contrato. En caso el **Cliente** no le informe a la **Generadora** acerca del reinicio de sus operaciones, el **Cliente** pagará una penalidad equivalente a la establecida en el numeral 14.1.3, sin perjuicio de que el Contrato se haya resuelto de acuerdo con lo establecido en el presente numeral.

En caso el Cliente, en el marco de la buena fe, informe a la Generadora el reinicio de sus operaciones en un plazo menor al indicado en el párrafo anterior, junto con dicha comunicación deberá acreditar, con el debido sustento, la razón de la oportunidad en la que remite dicha comunicación, bajo apercibimiento de quedar obligada al pago de la penalidad establecida en el párrafo anterior en caso no cumpla esta acreditación. Una vez recibida la comunicación tardía por parte del Cliente, la Generadora valorará el sustento del Cliente y tomará la decisión en un plazo no menor a 15 Días de si decide o no reactivar el suministro objeto del presente Contrato.

14.2.5. Sin perjuicio de la causal establecida en el apartado 1) de las Obligaciones Sustanciales del Cliente en el numeral 14.1.1 de la presente cláusula, la Generadora quedará en plena facultad para resolver el Contrato de pleno derecho de acuerdo con lo establecido en el numeral 14.2.4, si en cualquier momento durante la vigencia del Contrato, el Cliente incurre en incumplimiento de pago de las facturas, parcial o totalmente, dentro del plazo establecido en el numeral 9.6.3 de la cláusula Novena, en más de (2) dos oportunidades, consecutivas o alternadas, aun cuando el Cliente haya cumplido con el pago de dichas facturas fuera del plazo establecido.

14.3 Resolución Anticipada de Contrato.-

Adicionalmente, el Contrato podrá ser resuelto anticipadamente a voluntad de cualquiera de las Partes, siempre y cuando dicha Parte pague a la otra Parte una penalidad equivalente a la indicada en el numeral 14.1.3.

En todo caso, la Parte que invoque la resolución anticipada deberá hacerlo por escrito y con una anticipación mínima de tres (3) meses con respecto a la fecha efectiva de tal resolución. Con la carta antes indicada se deberá hacer entrega del 50% del monto de la penalidad establecida en el párrafo anterior. El restante 50% se pagará en cualquier fecha previa a la fecha efectiva de la resolución anticipada del Contrato. En caso no se haya efectuado el pago del 50% restante no se hará efectiva la resolución del Contrato.
La **Generadora** podrá descontar del monto antes indicado, los montos adeudados por servicios efectivamente prestados, así como por
cualquiera de los conceptos en el marco de lo establecido en la cláusula Novena. En caso dicho descuento no cubra las deudas pendientes de pago en su totalidad, el Cliente deberá pagar el saldo correspondiente de acuerdo con lo establecido en el segundo párrafo del numeral 14.1.3.

14.4 **Disposiciones Comunes.-**

14.4.1. En todos los casos establecidos en la presente cláusula, y sin perjuicio de que el Contrato quede resuelto, siempre que no exista una controversia entre las Partes respecto del acto de resolución propiamente dicho, ante el incumplimiento del Cliente respecto de los pagos establecidos en el segundo párrafo del numeral 14.1.3, y siempre que no haya efectuado observaciones a las deudas o facturas pendientes de pago dentro de los plazos previstos en el Contrato, el Cliente renuncia irrevocablemente a todos sus derechos a efectuar cualquier reclamo o cuestionamiento en cualquier instancia, con relación a la liquidación de la deuda pendiente de pago que emita la Generadora, la cual queda obligado a pagar de acuerdo con lo estipulado en el presente contrato.

14.4.2. Salvo los casos previstos específicamente en este Contrato, la omisión de cualquiera de las Partes en exigir a la otra Parte la estricta ejecución de cualquier disposición de este Contrato o de ejercer cualquier derecho previsto en este Contrato, no será interpretada como una renuncia o desistimiento del derecho de dicha Parte a recurrir a la respectiva disposición contractual o a ejercer el correspondiente derecho, salvo que se trate de una renuncia expresa y por escrito. Ninguna renuncia que efectúe cualquiera de las Partes respecto de cualquier disposición de este Contrato o a ejercer cualquier derecho en caso de cualquier incumplimiento previsto en este Contrato, podrá ser considerada como precedente aplicable en el futuro a otras circunstancias o a otras cláusulas, derechos o incumplimientos.

14.4.3 La resolución del Contrato se producirá sin perjuicio de la obligación de cada una de las Partes de pagar las cantidades que adeude a la otra.

14.4.4 Las Partes pactan expresamente que la adopción de un acuerdo de transformación, fusión, escisión o reorganización no será causal de resolución del presente Contrato, en tanto dicho acuerdo sea celebrado con una empresa Afiliada.

14.4.5 Las Partes dejan expresamente establecido que en todo lo previsto en el presente Contrato será de aplicación el Código Civil peruano y, en general, las Leyes Aplicables.

CLÁUSULA DÉCIMO QUINTA: CESIÓN

15.1 Las Partes acuerdan que ninguna de ellas podrá ceder el **Contrato**, o todo o parte de los derechos y/u obligaciones que emanen del mismo, sin autorización previa y por escrito de la otra Parte.

15.2. No obstante lo señalado en la numeral 15.1 precedente, cualquiera de las Partes podrá ceder sin necesidad de contar con la autorización previa de la otra, el Contrato y /o los derechos y/u obligaciones

emanados del **Contrato**, cuando: en el caso de la cesión que efectúe la Generadora, ésta se realice a una Afiliada que tenga una capacidad de generación propia ó contratada con terceros que permita atender el suministro materia del Contrato; y en el caso de la cesión que efectúe el Cliente, se trate de una cesión o transferencia de sus Operaciones a una Afiliada. En ambos casos, bastará para ello una comunicación por escrito con una anticipación no menor a 30 Días a la Parte cedida.

15.3. En cualquier caso, toda cesión permitida del **Contrato** requerirá de la aceptación y asunción por parte del cesionario de todas las obligaciones contenidas en el mismo.

15.4. No tendrá efecto la cesión que cualquiera de las Partes celebre incumpliendo la presente cláusula.

15.5. La cesión de posición contractual efectuada conforme a lo previsto en la presente cláusula surtirá efecto luego de la suscripción de la correspondiente adenda al **Contrato**, salvo el caso señalado en el numeral 15.2, en el que la cesión tendrá efectos luego de transcurrido el plazo de preaviso señalado en dicho numeral.

CLÁUSULA DÉCIMO SEXTA: DOMICILIO LEGAL, COMUNICACIONES Y REPRESENTANTES

16.1 Las Partes se obligan a remitir comunicaciones que se cursen entre sí y relacionadas con el presente Contrato a la dirección, teléfono, correos electrónicos y representantes indicados en el Anexo 1.

16.2 Las Partes aceptan que los cargos de confirmación o recepción del envío de la Comunicación enviados por correo electrónico, correo físico regular, compañías de mensajería y por la propia Parte que los recibe, representan prueba suficiente de que la Comunicación ha sido válidamente recibida.

16.3 La modificación del Domicilio Contractual, del representante o del correo electrónico de cualquiera de las Partes sólo producirá efectos en tanto haya sido comunicada a la otra mediante comunicación escrita, recibida con una anticipación no menor de quince (15) Días a la fecha en que se produce el cambio del Domicilio Contractual.

CLÁUSULA DÉCIMO SÉPTIMA: LEYES ANTICORRUPCIÓN Y ANTISOBORNO

Las Partes reconocen que comprenden la legislación Peruana en materia anticorrupción, antisobornos, lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Las Partes ratifican su cumplimiento con las referidas normas para efectos de la ejecución del presente Contrato. Asimismo, las Partes se comprometen a cumplir las disposiciones y procedimientos que se establecen en su respectivos Códigos de Ética. El Cliente declara haber recibido copia de las Políticas de Cumplimiento de la Generadora que forma parte del grupo Inkia Energy y como tal ha aprobado y adoptado todas sus políticas corporativas.
Ambas Partes garantizan y declaran que cuenta con adecuados y efectivos controles internos, programas y medidas para detectar y prevenir el incumplimiento de las normas antes mencionadas.

En caso cualquiera de las Partes conozca o sospeche de algún incumplimiento de o cualquier potencial violación de las normas antes citadas por parte de cualquier persona actuando en representación de la otra Parte o cualquiera de sus trabajadores, deberá notificar de inmediato a su contraparte.

Cualquiera de las Partes podrá resolver de pleno derecho el presente Contrato, según el artículo 1430 del Código Civil, por la verificación de cualquier incumplimiento por parte de la otra Parte a cualquiera de las obligaciones asumidas en virtud de la presente cláusula.

CLÁUSULA DÉCIMO OCTAVA: PROTECCIÓN DE DATOS PERSONALES

18.1 De ser el caso que alguna de las Partes tenga acceso a datos personales contenidos en bases de datos de titularidad de la otra Parte como consecuencia de la ejecución del Acuerdo e incluso se vea en la necesidad de realizar ulteriores procesamientos de dicha información, se compromete a cumplir con las disposiciones contenidas en la Ley No. 29733, Ley de Protección de Datos Personales, su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo No. 003-2013-JUS y demás normas complementarias.

18.2 Las Partes declaran conocer y asumir todas las obligaciones que a cada una le corresponde conforme al marco legal antes citado. Así, por un lado, la Parte que reciba información personal (la "Parte Receptora") contenida en un banco de datos de titularidad de la otra Parte (el "Titular del Banco"), se compromete a:

a) Procesar la información personal exclusivamente para efectos de ejecutar el presente Contrato (siempre y cuando dicho procesamiento sea necesario para dicho

fin) y según las instrucciones que le dé el Titular del Banco.

b) Adoptar las medidas de seguridad necesaria para salvaguardar la información personal a la que tenga acceso, así como para evitar su alteración, pérdida, tratamiento o acceso no autorizado.

c) Instruir a su personal sobre la obligación de guardar confidencialidad respecto de la información personal a la que acceda con ocasión de la ejecución del presente Acuerdo.

d) Devolver al Titular del Banco, al término del presente Acuerdo, aquellos datos personales que este le hubiera proporcionado con motivo de la ejecución del presente Acuerdo. Respecto de aquellos datos personales que por su naturaleza intangible no puedan ser objeto de devolución, pero que permanecieran en conocimiento de la Parte Receptora, deberán mantenerse en reserva de manera perpetua.

Por otro lado, el Titular del Banco se compromete a:

a) De ser el caso que, conforme a lo establecido por el marco legal citado en el primer párrafo de la presente cláusula, fuera necesario obtener el consentimiento del titular de la información para su transferencia a la Parte Receptora y para su ulterior procesamiento por parte de esta, se obliga a obtener dicho consentimiento.

b) Informar a la Parte Receptora los términos bajo los cuales deberá procesar la información personal que le transfiera. De ser el caso que para efectos de realizar dicho procesamiento hubiere sido necesario obtener el consentimiento del titular de la información, la Parte Titular del Banco se compromete a informar a la Parte Receptora los términos bajo los cuales el titular de la información autorizó el procesamiento de sus datos personales.

18.3 Cualquiera de las Partes podrá resolver de pleno derecho el presente Contrato, según el artículo 1430 del Código Civil, por la verificación de cualquier incumplimiento por parte de la otra Parte a cualquiera de las obligaciones asumidas en virtud de la presente cláusula.

CLÁUSULA DÉCIMO NOVENA: ANEXOS

Debidamente suscritos por las Partes, forman parte integrante del Contrato los siguientes anexos:

ANEXO 1 : Datos específicos del Contrato

ANEXO 2 : Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

ANEXO 3 : Precios de Potencia y Energía Asociada aplicables al suministro de electricidad

ANEXO 4 : Definiciones.

ANEXO 5 : Procedimiento ante Interrupciones y Racionamiento de carga.

ANEXO 6 : Coordinaciones operativas antes fallas.

En señal de aceptación y aprobación de todas y cada una de las cláusulas del presente Contrato, firman los representantes de las Partes en dos ejemplares.

Firmado en la ciudad de Lima, a los treinta y un (31) días del mes de diciembre de 2024.

Por el CLIENTE

Rafael Alonso Valdez Giner
Gerente General

Por la GENERADORA

DocuSigned by:
Jose Tierno
0ABA9534A0D74C8...

Jose Manuel Tierno
Apoderado

DocuSigned by:
9EF84B9E8BBD5E8...

Carlos León León
Apoderado

CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE KONDU S.A.C. Y GRUPO SANTA ELENA S.A.

ANEXO 1

Datos de la **Generadora**:

Razón Social:	KONDU S.A.C.
RUC:	20608589164
Domicilio:	Calle Las Palmeras Nº 435, Piso 7, Distrito de San Isidro, Provincia y Departamento de Lima
Partida Electrónica:	14781305
Nombre de Representantes	Señor Jose Manuel Tierno, con CE N° 004792477 y el Señor Carlos León León con D.N.I. Nº 10263878
Actividad Principal	Generación y comercialización de electricidad, contando para ello con las respectivas concesiones y/o autorizaciones
Cuentas Bancarias:	BCP 191-9283591-0-44 en Soles CCI 00219100928359104456 BCP 191-7394598-1-16 en Dólares CCI 00219100739459811652
Teléfonos y correo para coordinación	Centro de Control centro.control@kg.com.pe 993 537 283

Datos de **Cliente**:

Razón Social:	GRUPO SANTA ELENA S.A.
RUC:	20155261570
Domicilio:	Av. Manuel Olguin N° 325, Int. 703, Urb. Los Granados. Lima - Lima - Santiago De Surco
Partida Electrónica:	00366439
Nombre de Representantes	Señor Rafael Alonso Valdez Giner, con D.N.I. Nº 41810898.
Actividad Principal	Cría de aves de corral.
Operaciones en:	* Planta de beneficio Chancay * Planta Incubadora de Puente Piedras * Planta de Alimentos de Lurín
Teléfonos y correo para coordinación	

ANEXO 2
APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

Se aplicará la NTCSE estándar a la Calidad de Producto y Suministro, sujeto a las precisiones y limitaciones señaladas a continuación.

Restricciones a la aplicación de la NTCSE:

a) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente determine que por causas atribuibles a la **Generadora** se interrumpió el suministro o se afectó la calidad del producto o la calidad de suministro al **Cliente** según lo establecido en el presente Contrato, ésta pagará al **Cliente**, por daños y perjuicios, las compensaciones correspondientes establecidas en la NTCSE, sujeto al límite acumulado establecido en el numeral 14.1.3 de este Contrato.

b) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente determine que por causas atribuibles a un tercero o terceros se interrumpió el suministro o se afectó la calidad del producto o la calidad del suministro al **Cliente** según lo establecido en el presente Contrato, la **Generadora** trasladará al **Cliente** las compensaciones que previamente haya obtenido de aquellos a los cuales se les atribuya la responsabilidad de la interrupción o la afectación de la calidad del suministro al **Cliente**.

c) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente no pueda determinar quién fue el responsable de la interrupción en el suministro o de la mala calidad del suministro al **Cliente** según lo establecido en el presente Contrato, la **Generadora** no estará sujeto a pagar compensación alguna al **Cliente**. No obstante, cualquier compensación que la **Generadora** reciba de terceros a favor del **Cliente** le será transferida a esta última.

d) En los casos b) y c) precedentes, la **Generadora** sólo compensará al **Cliente** si es que previamente ha recibido los importes a compensar.

e) En el supuesto que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente determine que la carga del **Cliente** es la causante de perturbaciones que exceden las tolerancias establecidas en la NTCSE y que, como consecuencia de lo anterior, la **Generadora** tuviera que pagar compensaciones en aplicación de lo establecido en la NTCSE, el **Cliente** reembolsará a la **Generadora**, en los plazos establecidos en el numeral 9.6.3, los montos que ésta haya pagado a terceros por concepto de dicha compensaciones, contra presentación por la **Generadora** al **Cliente** de los documentos que demuestren los respectivos pagos efectuados.

PGNo: Precio total del gas natural publicado por el OSINERGMIN en su página web (http://www2.osinerg.gob.pe/) ascendente a 3.8182 USD/MMBTU.

PPI_i: Índice de Precios al Productor en Estados Unidos de América, Serie WPSFD4131, correspondiente al mes de facturación "i" o el último disponible a la fecha de facturación, publicado oficialmente (vía internet) por el U.S. Department of Labor- Bureau of Labor Statistics (http://stats.bls.gov). En los casos que el valor publicado sea preliminar, se tomará como definitivo y no podrá ser modificado posteriormente.

PPI_O: Índice de Precios al Productor en Estados Unidos de América, Serie WPSFD4131 e igual a 255.289, publicado oficialmente (vía internet) por el U.S. Department of Labor- Bureau of Labor Statistics (http://stats.bls.gov).

i: Mes de facturación del suministro conforme a este Contrato.

ANEXO 4

Definiciones.-

Los términos en mayúsculas, tal como se utilizan en el presente Contrato, tendrán los significados que se describen a continuación.

Afiliada: en relación con una Parte, es una persona jurídica que: (a) es sujeta de Control por parte de dicha Parte, (b) es sujeta de Control por una persona jurídica que también ejerce Control sobre dicha Parte o (c) ejerce Control sobre dicha Parte.

Autoridad Gubernamental Competente: significa cualquier autoridad judicial, legislativa, política o administrativa del Perú, incluidos tanto el gobierno central como los gobiernos regionales y locales, así como los organismos reguladores y fiscalizadores, que se encuentren facultados, conforme a las Ley Aplicable, para emitir o interpretar normas, decisiones o reglamentos de carácter general o particular, con efectos obligatorios para quienes se encuentran sometidos a sus alcances. Por extensión, esta definición incluye al COES.

Barra de Referencia de Generación o BRG: Es la Barra Lomera 220 kV para todos los efectos del Contrato referidos al Punto de Suministro Planta de beneficio Chancay, es la Barra Zapallal 220 kV en el caso del Punto de Suministro Planta Incubadora de Puente Piedra y es la Barra Alto Praderas 220 kV en el caso del Punto de Suministro Planta de Alimentos de Lurín.

Cargo por Electrificación Rural: será el cargo asociado a la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, según estos hayan sido, o puedan ser, modificados.

Cargo FISE: será el cargo asociado al Fondo de Inclusión Social Energético establecido en la Ley N° 29852 que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), según estos hayan sido, o puedan ser, modificados.

Cargo FOSE: será el cargo asociado al Fondo Social de Compensación Social Eléctrica, según lo establecido en la Ley que modifica el artículo 3 de la Ley 31429, Ley que modifica los artículos 1, 2 y 3, e incorpora el artículo 3-A en la Ley 27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica, o según dicho cargo pueda ser modificado.

Cargos por la Ley N° 29970: serán los cargos asociados a la Ley N° 29970 que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país, según estos hayan sido, o puedan ser, modificados.

Control: consiste en ser directa o indirectamente titular del 50% o más de las acciones o participaciones de una persona jurídica o ser directa o indirectamente titular del derecho de más del 50% de la votación en la junta general de accionistas de una determinada persona jurídica, del directorio de una determinada persona jurídica o de cualquier órgano societario similar a los anteriores o ser directa o indirectamente titular del derecho de designación de la gerencia de una determinada persona jurídica.

Costo Marginal de Corto Plazo, Costo Marginal o CMG: es el costo marginal de corto plazo calculado por el COES, en períodos de quince minutos, para la BRG correspondiente, según dicho concepto se encuentra definido por la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y/o las normas que resulten aplicables.

Demanda Mensual Coincidente: es la demanda de potencia medida en el Punto de Suministro correspondiente al presente Contrato, coincidente con el período de quince minutos de la máxima demanda mensual del SEIN determinada por el COES.

Día Hábil: son los días, de lunes a viernes, excepto aquellos que hayan sido o sean declarados feriados no laborables a nivel nacional por la Autoridad Gubernamental Competente.

Día(s): son los días del calendario gregoriano, incluidos los fines de semana y feriados no laborables.

Dólares o USD: son Dólares de los Estados Unidos de América o cualquier moneda de circulación forzosa en los Estados Unidos de América.

Energía: es la energía activa, expresada en MWh o kWh.

Energía Asociada: es la Energía que guarda relación con la Potencia suministrada al Cliente por la **Generadora**,

medida en el Punto de Suministro y expresada en kWh.

Entidades Financieras: son las entidades financieras que provean financiamiento a la **Generadora** o sus Afiliadas para el desarrollo de sus proyectos. Además, son las entidades financieras que provean financiamiento al **Cliente** para el desarrollo de sus proyectos.

Estado Peruano: es cualquier instancia del poder ejecutivo, poder legislativo, poder judicial, gobiernos regionales, gobiernos locales, organismos constitucionalmente autónomos (como el Tribunal Constitucional) o cualquier otro órgano u organismo del Estado de la República del Perú.

Exceso de Consumo de Potencia: Es la diferencia positiva entre la Demanda Mensual Coincidente menos la multiplicación de la Potencia Contratada por 1,40.

Exceso de Consumo de Energía: Toda energía contenida bajo la curva de carga (Potencia vs tiempo) registrada, por encima de la multiplicación de la Potencia Contratada por 1,40 en punta y fuera de punta, determinada por períodos de integración de quince (15) minutos.

Factores de Pérdidas de Transmisión y Distribución: Son factores de pérdidas de potencia y energía entre los Puntos de Suministro del Cliente y las BRG que sean publicados por el OSINERGMIN vigentes a la fecha de facturación.

Fecha de Inicio del Consumo: será la fecha en la que se inicia el consumo de Potencia y Energía Asociada por el **Cliente** bajo el presente Contrato, según lo establecido en el numeral 4.1 del mismo.

Horas de Punta o HP: son las horas comprendidas entre las 18:00 y 23:00 horas de todos los Días del año, salvo domingos y feriados.

Horas Fuera de Punta o HFP: son las horas del día no comprendidas en las Horas de Punta.

Ley: es la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, junto con sus normas modificatorias y complementarias.

Leyes Aplicables: es cualquier norma jurídica peruana de cumplimiento obligatorio para las Partes que se encuentre vigente, en cada oportunidad, durante la vigencia del presente Contrato, incluyendo los procedimientos técnicos del COES.

NTCSE: es la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por el Decreto Supremo N° 20-97-EM, así como sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias.

Operaciones: conjunto de instalaciones del Cliente que son abastecidas desde el Punto de Suministro.

Parte: Grupo Santa Elena S.A. (el **Cliente**) o indistintamente Kondu S.A.C. (la **Generadora**).

Partes: Colectivamente la **Generadora** y el **Cliente**.

Peajes: son los cargos, peajes y compensaciones fijados por OSINERGMIN para remunerar los sistemas de transmisión y transformación pertenecientes a los sistemas de transmisión principal, garantizado, complementario y secundario, incluida la Garantía por Red Principal, si fuera aplicable y otros Cargos Regulados que, siendo de naturaleza distinta, se incorporen en los peajes, de acuerdo a las Leyes Aplicables.

Potencia: es la potencia eléctrica activa suministrada por la **Generadora** al **Cliente** en el Punto de Suministro, expresada en kW - mes.

Potencia Conectada: Potencia requerida por el Cliente al momento de solicitar la factibilidad eléctrica para el suministro, y que fuera autorizada por parte de la Distribuidora.

Potencia Contratada: es la Potencia máxima que la **Generadora** está obligada a suministrar o hacer que se suministre al **Cliente** en el Punto de Suministro conforme a la cláusula Sexta de este Contrato.

Potencia Mínima Facturable: Es el 0% de la Potencia Contratada.

Precios: son los precios unitarios de la Potencia y Energía Asociada.

Punto de Suministro: son las barras de entrega y medición en los niveles de tensión conforme a lo señalado en el Anexo 3.

Reglamento: es el Reglamento de la Ley, aprobado mediante Decreto Supremo N° 9-93-EM, así como sus normas modificatorias y complementarias.

Tipo de Cambio o TC: es el tipo de cambio venta del Dólar de los Estados Unidos de América, publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros en el Diario Oficial El Peruano tomando como base el promedio de las operaciones de venta realizadas en el Día Hábil anterior a su publicación.

ANEXO 5

PROCEDIMIENTO ANTE INTERRUPCIONES Y RACIONAMIENTO DE CARGA

La **Generadora** realizará sus mejores esfuerzos para que, ante eventos de interrupción y racionamientos de carga, el suministro de energía eléctrica sea restituida al **Cliente** en el plazo más breve técnicamente posible. Asimismo, la **Generadora** realizará el seguimiento de todos los eventos que puedan afectar la continuidad del suministro del **Cliente**.

A. Interrupciones

Ante una interrupción intempestiva, ya sea que ésta se haya presentado por la salida de servicio de manera fortuita de líneas de transmisión o de unidades de generación del SEIN, el Centro de Control de la **Generadora** ("CControl") tomará las siguientes acciones:

1. En tanto el CControl tome conocimiento de una falla, el CControl procederá a comunicarse con el Cliente a través del correo electrónico, con la finalidad de informarles acerca de la ocurrencia del evento. Asimismo, se solicitará al **Cliente** toda información que permita verificar si su suministro eléctrico ha sido efectivamente afectado por el evento.

2. En caso de no obtener respuesta por parte del Cliente o, por el contrario, en caso se confirme la afectación del suministro del **Cliente**, el CControl procederá a realizar las coordinaciones telefónicas necesarias ante el COES y/o la empresa Distribuidora para conocer el detalle de los efectos y consecuencias de la interrupción en el suministro del **Cliente** (magnitud de rechazo, tiempo de reposición, problemas de conexión, estado de interruptores, etc).

3. Asimismo, la **Generadora** efectuará el seguimiento del evento ocurrido y de sus consecuencias en las instalaciones del **Cliente**, en coordinación con el Centro de Control del COES y con el personal de la empresa Distribuidora, titular de las redes de distribución a través de las cuales La **Generadora** suministra electricidad al **Cliente**, monitoreando el estado de la situación operativa en el SEIN y en la zona operativa de el **Cliente**, respectivamente. Sobre la base de la información obtenida de dichas gestiones, el CControl comunicará a sus clientes.

4. Una vez que el COES y/o la empresa Distribuidora informen al CControl que la situación de contingencia ocurrida ha concluido, el CControl coordinará con el **Cliente** la normalización de la carga afectada.

5. Luego de lo anterior, el CControl establecerá, una vez más, comunicación telefónica con el **Cliente** para corroborar y tener información sobre el estado de normalización del suministro restituido.

B. Racionamiento de Carga

En este caso, existen dos (2) escenarios posibles:

- Racionamiento de carga programado; y/o
- Ante la falla de algún equipo del SEIN, se requiera proceder con el rechazo de carga de forma manual.

Ante tales situaciones, el CControl procederá de la siguiente manera:

1. En caso de Racionamientos de carga programados, el COES publica en su página Web y/o en el Programa Diario de Mantenimiento, el programa de racionamiento. En estos casos el CControl procederá de la siguiente manera:

   - Revisará el Programa de Mantenimiento Diario, "Restricción de Suministro".
   - En caso, el referido Programa indique que las instalaciones del Cliente se verán afectadas por el racionamiento, el CControl procederá a informar al Cliente, por medio de correo electrónico, la hora, fecha y carga a rechazar, indicándole, de forma expresa, que toda acción de rechazo o toma de carga se llevará a cabo con orden expresa en tiempo real del COES o del CControl.
   - Al finalizar el evento, el CControl solicitará al Cliente la información registrada respecto de las restricciones de suministros.

2. En caso de Racionamientos debido a fallas de equipos del SEIN, el Centro de Control del COES envía en tiempo real un cuadro de restricción de carga al CControl, así como a otros suministradores. En estos casos el CControl procederá de la siguiente manera:

   - Reenviará al Cliente, el Cuadro de Restricción elaborado por el COES.
   - Realizará coordinaciones telefónicas para confirmar la recepción del correo por parte de el Cliente. Asimismo, procederá a coordinar la carga que será restringida de acuerdo con la comunicación electrónica del COES.

- Al finalizar el evento, el Centro de Control del COES coordinará con el CControl, para efectivizar la restitución del suministro a sus clientes afectados. De inmediato, el CControl ejecutará la orden correspondiente del COES, comunicándose con el Cliente para la normalización del suministro, sin perjuicio de solicitarles la información referidas a las restricciones de suministros.

NOTA: Cabe señalar que el CCO-COES puede emitir actualizaciones del cuadro de rechazo en tiempo real, para cualquiera de los dos escenarios.

ANEXO 6

COORDINACIÓN OPERATIVA DURANTE FALLAS

Para una adecuada coordinación con la empresa concesionaria de distribución (en adelante "Distribuidora") y el Cliente, posterior a una falla externa o interna.

A. Falla Externa

Una falla externa es una situación no planificada o defecto de un elemento que podría generar una o más fallas en las redes o equipos anexos de propiedad de terceros, y que puede ocasionar la pérdida parcial o total del suministro eléctrico del cliente. La responsabilidad de solucionar esta situación no planificada es del propietario/concesionario de las instalaciones eléctricas (Distribuidor o Transmisor).

Protocolo ante Falla Externa:

- Cliente detecta la falla y/o si se produjera una desconexión de sus equipos o suministro, informa al más breve plazo al Centro de Control de la **Generadora** ("CControl").
- Recibida la comunicación del Cliente, el CControl confirma el origen de la falla al más breve plazo con la Distribuidora, Transmisora o el COES, según corresponda.
- Recibida la información de la Distribuidora, Transmisora o COES, el CControl informa al Cliente sobre la falla externa e informa la situación del sistema y coordina la reconexión o reposición del suministro.
- El tiempo de reconexión/reposición dependerá de la gravedad de la falla y de la localización de la falla.
- En el caso de que la falla sea en las redes de la Distribuidora, el CControl coordina con dicha empresa para la reposición.
- Finalmente, el Cliente confirma al CControl que el suministro ha sido repuesto luego de la comunicación de la Distribuidora, Transmisora o el COES.

B. Falla Interna

Una falla interna es una situación no planificada o defecto de un elemento que podría generar una o más fallas en las redes o equipos anexos de propiedad del cliente, y que puede ocasionar la pérdida parcial o total del suministro eléctrico del cliente. La responsabilidad de solucionar esta situación no planificada es del propietario de las instalaciones eléctricas (el Cliente).

Protocolo ante Falla Interna

- El Cliente detecta la falla y/o si se produjera una desconexión de sus equipos o suministro, informa al más breve al Centro de Control de la **Generadora** ("CControl").
- Recibida la comunicación del Cliente, el CControl confirma el origen de la falla al más breve plazo con la Distribuidora.
- El Cliente revisa sus instalaciones y efectúa los mantenimientos correctivos necesarios de acuerdo a las notas b) y d). Una vez concluidos los trabajos informa al CControl alcanzando el informe según lo descrito en d).
- El CControl coordina con la Distribuidora para la reposición del Suministro en el más breve plazo.
- Finalmente, el Cliente confirma al CControl que el suministro ha sido repuesto luego de la comunicación de la Distribuidora.

Consideraciones:

a) Las redes de distribución son de propiedad de la Distribuidora, por lo cual, cualquier inspección o intervención en dichas redes es realizada y autorizada únicamente por la Distribuidora. Los terceros (generador y/o transmisor) no tienen injerencia en dichas redes.

b) En caso de falla Interna de el Cliente, el proceso de restablecimiento de servicio iniciará con la revisión del informe de falla presentado por el cliente, y la verificación de las condiciones de las instalaciones que garanticen la conexión a la red de la Distribuidora de manera segura para el personal operativo y de las instalaciones de los clientes conexos, según los requisitos particulares de cada Distribuidora.

c) El Cliente periódicamente revisará el esquema de protecciones de sus instalaciones y efectué un estudio de coordinación de la misma a efectos de verificar la correcta actuación de sus relés frente a los eventos de fallas internas y/o externas que puedan presentarse.

d) Previo a la reposición por falla interna, el cliente debe de presentar un informe final detallado, sobre el

mantenimiento correctivo realizado, de acuerdo al siguiente modelo

Adicionalmente, el cliente indicará que se compromete a pagar los cobros que realice la Distribuidora por los servicios de reconexión y/o maniobras necesarias para el restablecimiento del servicio.

Modelo de informe de Falla Interna

[Logo del Cliente]	INFORME DE FALLA "NOMBRE CLIENTE"
	"CLIENTE"-00X

1. **FECHA** :
2. **LUGAR** :
3. **HORA INICIO** :
4. **DAÑOS OCACIONADOS**

   Ejemplo:
   El evento reportado no ha generado daños a la red.

5. **PROBABLE CAUSA DE LA FALLA**

   Ejemplo:
   Se produce desconexión del alimentador [..] de media tensión debido a una falla el aislador tipo pin en la fase "S" provocando falla bifásica.

6. **ACTUACIÓN DE SISTEMA DE PROTRECCION**

   Ejemplo:
   Disparo de fusible Cut-Out, apertura de interruptor por protección sobrecorriente.

7. **CORRECTIVOS REALIZADOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS**

   Ejemplo: |
   Se aisló la falla usando una derivación en la línea.
   Se realizaron pruebas eléctricas de XXX con resultados satisfactorios.

8. **SOLICITUD:**

   Se solicita la pronta reconexión del suministro del cliente XXXX (Sum.: YYYYY)

9. **ANEXOS:**
   Se adjuntan acta de las pruebas eléctricas realizadas
   Evidencias fotográficas de las acciones correctivas realizadas.

10. Firma del Profesional Responsable