

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**Influencia del tipo de combustible y la capacidad standard de la
unidad de generación de energía en la reducción del precio
básico de potencia**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

AUTORES:

Bach. Gómez Meléndez, Gullyt Brayan
Bach. Quiñones Vergaray, Alejandro Darwin

ASESOR:

Dr. Guevara Chinchayan, Robert Fabian
DNI 32788460
Código ORCID: 0000-0002-3579-3771

Nuevo Chimbote-Perú

2026

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR


La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento a los objetivos propuestos y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado con las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°337-2024-CU-R-UNS) según la denominación siguiente

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

**Influencia del tipo de combustible y la capacidad standard de la unidad de
generación de energía en la reducción del precio básico de potencia**

AUTORES:

Bach. Gómez Meléndez, Gullyt Brayan
Bach. Quiñones Vergaray, Alejandro Darwin


Dr. Guevara Chinchayan, Robert Fabian
Asesor:
DNI 32788460
Código ORCID: 0000-0002-3579-3771



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA E.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA

ACTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO


El presente jurado evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al reglamento General para obtener el grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D N°337-2024-CU-R-UNS); titulado:


Influencia del tipo de combustible y la capacidad standard de la unidad de generación de energía en la reducción del precio básico de potencia

Autores:

Bach. Gómez Meléndez, Gullyt Brayan Código N° 0201111020
Bach. Quiñones Vergaray, Alejandro Darwin Código N° 0201111001

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador.


.....
Dr. Mariños Castillo, Gualberto Antenor
Presidente:
DNI 17890841
Código ORCID: 0000-0001-7514-9908


.....
MSc. Escate Ravello, Julio Hipolito Nestor
Secretario:
DNI 32850228
Código ORCID: 0000-0001-9950-2999


.....
Dr. Guevara Chinchayan, Robert Fabian
Integrante:
DNI 32788460
Código ORCID: 0000-0002- 3579-3771

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las once horas del día jueves 15 de mayo del año dos mil veintiseis, en el Aula E-1 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, y en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 68° del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado mediante Resolución N.º 337-2024-CU-R-UNS de fecha 12 de abril de 2024, se dio inicio a la sesión de sustentación, instalándose el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N.º 811-2025-UNS-CFI de fecha 19 de diciembre de 2025, conformado por los siguientes docentes:

- | | |
|---|-------------|
| ➤ Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo | Presidente |
| ➤ M. Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello | Secretario |
| ➤ Dr. Robert Fabian Guevara Chinchayan | Integrante |
| ➤ Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo | Accesitario |

Y según la Resolución Decanal N.º 120-2026-UNS-FI de fecha 29 de abril del 2026, se **DECLARA EXPEDITO** a los bachilleres para dar inicio a la sustentación y evaluación de Tesis, titulada: "INFLUENCIA DEL TIPO DE COMBUSTIBLE Y LA CAPACIDAD STANDARD DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA REDUCCIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA", presentada por los bachilleres: GÓMEZ MELÉNDEZ GULLYT BRAYAN, con código de matrícula N.º 0201111020 y QUIÑONES VERGARAY ALEJANDRO DARWIN, con código de matrícula N.º 0201111001, bajo la asesoría del Dr. Robert Fabian Guevara Chinchayan, según Resolución Decanal N.º 295-2025-UNS-FI de fecha 03 de junio de 2025.

Concluida la exposición, de los bachilleres absolvió las preguntas formuladas por los miembros del Jurado y por el público asistente.

Acto seguido, el Jurado Evaluador deliberó sobre los aspectos relacionados con el contenido, desarrollo y exposición del trabajo, formulando las observaciones y recomendaciones pertinentes. En concordancia con lo establecido en el Artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, el Jurado acuerda declarar:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
GÓMEZ MELÉNDEZ GULLYT BRAYAN	DIECISIETE (17)	BUENO

Siendo las 12:00 pm. del mismo día, se dio por concluida la sesión, firmando los miembros del Jurado en señal de conformidad.


Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo
PRESIDENTE


M. Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello
SECRETARIO


Dr. Robert Fabian Guevara Chinchayan
INTEGRANTE

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las once horas del día jueves 15 de mayo del año dos mil veintiseis, en el Aula E-1 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, y en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 68° del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado mediante Resolución N.° 337-2024-CU-R-UNS de fecha 12 de abril de 2024, se dio inicio a la sesión de sustentación, instalándose el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 811-2025-UNS-CFI de fecha 19 de diciembre de 2025, conformado por los siguientes docentes:

- | | |
|---|-------------|
| ➤ Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo | Presidente |
| ➤ M. Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello | Secretario |
| ➤ Dr. Robert Fabian Guevara Chinchayan | Integrante |
| ➤ Mg. Oscar Fernando Pérez Pinedo | Accesitario |

Y según la Resolución Decanal N.° 120-2026-UNS-FI de fecha 29 de abril del 2026, se **DECLARA EXPEDITO** a los bachilleres para dar inicio a la sustentación y evaluación de Tesis, titulada: "INFLUENCIA DEL TIPO DE COMBUSTIBLE Y LA CAPACIDAD STANDARD DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA REDUCCIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA", presentada por los bachilleres: GÓMEZ MELÉNDEZ GULLYT BRAYAN, con código de matrícula N° 0201111020 y QUIÑONES VERGARAY ALEJANDRO DARWIN, con código de matrícula N° 0201111001, bajo la asesoría del Dr. Robert Fabian Guevara Chinchayan, según Resolución Decanal N.° 295-2025-UNS-FI de fecha 03 de junio de 2025.

Concluida la exposición, de los bachilleres absolvió las preguntas formuladas por los miembros del Jurado y por el público asistente.

Acto seguido, el Jurado Evaluador deliberó sobre los aspectos relacionados con el contenido, desarrollo y exposición del trabajo, formulando las observaciones y recomendaciones pertinentes. En concordancia con lo establecido en el Artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, el Jurado acuerda declarar:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
QUIÑONES VERGARAY ALEJANDRO DARWIN	DIECISIETE (77)	BUENO

Siendo las 12:00 pm. del mismo día, se dio por concluida la sesión, firmando los miembros del Jurado en señal de conformidad.


Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo
PRESIDENTE


M. Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello
SECRETARIO


Dr. Robert Fabian Guevara Chinchayan
INTEGRANTE



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: GULLYT GOMEZ MELENDEZ
Título del ejercicio: REVISIONES
Título de la entrega: Influencia del tipo de combustible y la capacidad standard de l...
Nombre del archivo: TESIS_GOMEZ QUI ONEZ-TURNITIN.pdf
Tamaño del archivo: 1.35M
Total páginas: 93
Total de palabras: 24,548
Total de caracteres: 125,809
Fecha de entrega: 21-jun-2026 10:18p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 2846547709



Influencia del tipo de combustible y la capacidad standard de la unidad de generación de energía en la reducción del precio básico de potencia

INFORME DE ORIGINALIDAD

17 %	17 %	1 %	%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	www.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	3 %
2	www2.osinerg.gob.pe Fuente de Internet	3 %
3	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	3 %
4	docplayer.es Fuente de Internet	1 %
5	www2.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	1 %
6	munilobitos.gob.pe Fuente de Internet	1 %
7	files.pucp.education Fuente de Internet	1 %
8	cdn.www.gob.pe Fuente de Internet	<1 %

DEDICATORIA

“A DIOS POR PERMITIRME ALCANZAR ESTE MOMENTO TAN VALIOSO EN MI VIDA”

A mi toda familia por tener esa confianza en mí de que seguiría adelante sin detenerme.

Y en especial se la dedico a mi madre: Zulema Vergaray Moreno

Y a mi padre: Alejandro Quiñones Valera

que ha estado allí perseverando a mi lado de que no me detenga y siga adelante, pues ellos fueron a pesar de todo jamás dejaron de creer en mí.

Para mis tías: Carmen Vergaray y Mercedes Vergaray, por su gran cariño.

A.D.Q.V

DEDICATORIA

Gracias a Dios por su guía, sabiduría y fuerza que me han permitido superar los desafíos y llegar hasta aquí.

A mis padres, Gloria Meléndez Ardiles y Javier Gómez Duran, que me han apoyado incondicionalmente en este camino, han estado conmigo en cada paso de mi carrera, me han enseñado a perseguir mis sueños y nunca rendirme.

A mis abuelitos Edilberto Meléndez y Armanda Ardiles por su gran cariño.

Para mi hija: Victoria Gómez Álvarez, para ser mi motor y motivo.

Al Sr. Tomás Guerrero Quispe por su apoyo.

G.B.G.M

RECONOCIMIENTO

Después de haber concluido con este importante paso
en nuestra vida profesional
queremos manifestar nuestro más sincero
agradecimiento a todos los docentes de la
Escuela de Ingeniería en Energía
por su valiosa enseñanza.

Deseamos agradecer de manera especial al
Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan
quien ha sido una gran ayuda
durante la finalización de nuestra tesis.
Para nuestros compañeros de promoción,
por su amistad y compañerismo.

A.D.Q.V- G.B.G.M

INDICE GENERAL

INDICE RESUMEN

I.	Introducción.	1
1.1	Descripción y formulación del problema	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Hipótesis	3
1.4	Justificación e importancia	3
II.	Marco teórico.	4
2.1	Antecedentes	4
2.2	Marco conceptual	6
2.2.1	Regulación	6
2.2.2	Tarifas en barra	13
2.2.3	Precio básico de potencia	17
2.2.4	Tecnología de generación de energía con turbinas a gas	25
2.2.5	Capacidad estándar de generación	33
III.	Metodología.	35
3.1	Método	35
3.2	Diseño de investigación	44
3.3	Población y muestra	45
3.4	Operación de las variables	45
3.5	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	46
3.6	Técnicas de análisis de resultados.	46
IV.	Resultados y discusión	48
4.1	Evolución del precio básico de potencia	48
4.2	Parámetros relevantes del precio básico de potencia	50
4.3	Efecto de la variación de la capacidad estándar y del tipo de combustible	54
4.4	Efecto del cambio de metodología	65
4.5	Impacto de la reducción del precio básico de potencia en la tarifa eléctrica	68
4.6	Discusión de resultados	69
V.	Conclusiones y recomendaciones	72
5.1	Conclusiones	72
5.2	Recomendaciones	74
VI.	Referencias bibliográficas	75
VII.	Anexos	80

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Cadena de suministro de la energía eléctrica	11
Figura 2 Componentes del Precio de electricidad en el Perú	14
Figura 3 Componentes del Precio básico de energía	17
Figura 4 Componentes del Precio básico de potencia.	21
Figura 5 Componentes de una central termoeléctrica con turbina a gas.	26
Figura 6 Central Termoelectrica Reserva Fría de Eten con turbina a gas	28
Figura 7 Rampa de arranque de una turbina a gas.TM 2500 General Electric	29
Figura 8 Comportamiento de indicadores de desempeño en función a la temperatura de admisión de aire	34
Figura 9 Comportamiento anual del precio básico de potencia 2011-2025	50
Figura 10 Valores de PBP para diversos casos propuestos.	67
Figura 11 Correlación entre PBP y capacidad estándar para diversos casos propuestos.	68

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Comparativo entre capacidades de turbinas a gas	27
Tabla 2 Costos de mantenimiento de turbinas a gas	31
Tabla 3 Valores típicos de inversión CAPEX	32
Tabla 4 Comportamiento histórico de precio básico de potencia	48
Tabla 5 Comportamiento histórico de los componentes del precio básico de potencia	49
Tabla 6 Informacion estadística Revista GTWH 2020-2021	51
Tabla 7 Componente de costos de la unidad de generación con valor de FCCS igual a 0,9853	55
Tabla 8 Componente de costos de la unidad de generación con gas natural	58
Tabla 9 Componente de costos de la conexión eléctrica con valor de FCCS igual a 0,9853	59
Tabla 10 Componente de costos de la conexión eléctrica con gas natural	60
Tabla 11 Componente de costos fijos de personal.con valor de FCCS igual a 0,9853	61
Tabla 12 Componente de costos fijos de personal.con gas natural	62
Tabla 13 Componentes del PBP con gas natural	64
Tabla 14 Benchmarking entre los PBP con gas natural y petróleo BD5	64
Tabla 15 Benchmarking sobre la variación entre los PBP con gas natural y petróleo BD5.	65
Tabla 17 Rangos de reducción de la tarifa total según la participación del componente de generación en la tarifa total y del componente de potencia en la tarifa de generación	69

RESUMEN

En el estudio se analiza el impacto de la capacidad estándar de la unidad de generación y del tipo de combustible en la central termoelectrica para determinar el precio basico de potencia, el cual se calcula anualmente en el procedimiento de la fijación de los precios en barra.

Es un tipo de investigación aplicada, en la cual se sigue la metodología de la determinacion del precio basico de potencia según la Resolucion N° 260-2004-OS/CD proceso regulatorio que se determina anualmente.

Dentro de sus conclusiones tenemos que se determinò la existencia del efecto de la variación de la capacidad estándar de la central de generación y el tipo de combustible empleando la metodología de cálculo del precio básico de potencia. En este caso la variación del tipo de combustible (petróleo BD5 por gas natural) permite una reduccion de 3,2% del precio básico de potencia en relación al valor vigente al periodo 2025-2026; Se verificò el impacto del precio básico de potencia en la tarifa total, obteniéndose reducciones desde 0,18% a 0,26% dependiendo del porcentaje de participación del precio básico de potencia en el precio de generacion, y de este último como componente de la tarifa eléctrica total. La influencia del tipo de combustible empleado, en este caso gas natural, y de la capacidad standard de la unidad de generación de energía reduce el precio básico de potencia en 3,2%, superándose el valor de 3% planteado en la hipótesis del presente informe.

PALABRA CLAVE: Precio básico de potencia, central de generacion, tecnología.

ABSTRACT

The study analyzes the impact of the standard capacity of the generating unit and the type of fuel used in the thermoelectric power plant to determine the basic power price, which is determined annually through the busbar pricing process.

It is a type of applied research, following the methodology for determining the basic power price according to Resolution No. 260-2004-OS/CD, a regulatory process that is determined annually.

Among its conclusions, the study determined the effect of variations in the standard capacity of the generating plant and the type of fuel used in calculating the basic power price. In this case, the change in fuel type (from BD5 fuel oil to natural gas) allows for a 3.2% reduction in the basic power price compared to the value in effect for the 2025-2026 period. The impact of the basic power price on the total tariff was verified, yielding reductions from 0.18% to 0.26% depending on the percentage of the basic power price's share in the generation price, and the latter's share as a component of the total electricity tariff. The influence of the type of fuel used, in this case natural gas, and the standard capacity of the power generation unit reduces the basic power price by 3.2%, exceeding the 3% value proposed in the hypothesis of this report.

KEYWORDS: Basic price of power, generation plant, technology.

I. Introducción.

1.1 Descripción y formulación del problema

El cambio en el sector eléctrico se inició el año 1992 con la emisión de la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento. El objeto de esta normativa era la formación de creación de condiciones para el funcionamiento eficiente e implementa los mecanismos de competencia dentro del mercado eléctrico peruano y del mismo modo conseguir la participación del capital privado, que dinamizara el mercado eléctrico peruano, el cual se encontraba en un caos en la administración, gestión y operación de la generación, transmisión y distribución, con altos costos operativos superiores a lo recaudado por la operación, caracterizándose el intervencionismo estatal sin una planificación futura para su infraestructura. Por lo cual se planteó una nueva estructura de costos e introdujo una secuencia metodológica para la determinación de los precios y tarifas para el mercado regulado en cada uno de los segmentos que forman parte del mercado eléctrico peruano, que presentaba una grave crisis y una insostenible actividad operativa y comercial. (Aguilar, 2003)

En lo referente al mercado de generación y en la determinación del reconocimiento de sus costos, se dividió en dos componentes a reconocer en el despacho económico, los cuales son el precio básico de la energía que remunera a la operación y el precio básico de la potencia que remunera a la capacidad que ponen los generadores en relación a su Potencia Firme y perciben una remuneración a un precio de potencia que les permite la cobertura de la anualidad de costos fijos (Inversión y operación y mantenimiento) de la unidad generadora de energía de menor costo fijo disponible en el sistema eléctrico que con toda seguridad garantice la confiabilidad del sistema de generación. (Tamayo, 2021).

El despegue tecnológico en las últimas décadas permitió la reducción de barreras de ingreso a un mercado que era controlado por el estado, con lo cual se tiene la disponibilidad de contar con centrales termoeléctricas con inversiones de menor costo y que pueden operar con diferentes tipos de combustibles). Y, del mismo modo, la teoría evidencia y demuestra que existe sólo economía de escalas crecientes para un nivel bajo de la potencia generada, encontrándose que la escala de eficiencia es entre 200-290 MW para unidades de generación que emplean combustibles fósiles, para América Latina. Estableciéndose que el modelo de central térmica que cumple que las condiciones descritas para un costo óptimo esta referida a una unidad de generacion

elèctrica con turbinas a gas las cuales pueden operar con gas natural o petr3leo diesel BD5. (Aguilar, 2003)

Seg3n lo anterior se define que el c3lculo del precio b3sico de potencia es funci3n del empleo de un combustible que reuniera las caracter3sticas de una alta disponibilidad y confiabilidad en su cadena de suministro, lo cual recay3 en el petr3leo diesel y con una potencia standard de 200 MW, valores que eran validos al inicio de la reforma elèctrica peruana al no contar en esas fechas con producci3n de gas natural (la cual inicio reci3n el a3o 2004 en nuestro pais).

Actualmente en el despacho de generaci3n, las centrales termoelèctricas con turbinas a gas con ciclo simple que operan con gas natural cubren los picos de demanda, y su presencia en la operaci3n es mayoritaria comparable a las centrales termoelèctricas con DB5 que operan en condiciones de emergencia o desabastecimiento h3drico.

La determinaci3n del precio b3sico de la potencia forma parte del componente tarifario que se refleja en los gastos que deben realizar todo tipo de usuario que consumo de energ3a, el cual requiere a la fecha un cambio en la metodolog3a de su c3lculo, para ello la variaci3n de su capacidad y del tipo de combustible que emplea la central termoelèctrica modelo puede generar reducci3n de costos en los consumidores, que vienen pagando tarifas en funci3n al costo de una central termoelèctrica con petr3leo BD5.

Seg3n la realidad problem3tica se plantea lo siguiente:

¿Cu3l es la influencia de la variaci3n del tipo de combustible y capacidad standard de la unidad de generaci3n de energ3a en la reducci3n del precio b3sico de potencia?

1.2 Objetivos:

Objetivo general

Determinar la influencia del tipo de combustible y la capacidad standard de la unidad de generaci3n de energ3a en la reducci3n del precio b3sico de potencia.

Objetivos espec3ficos:

- Evaluar el desempe3o hist3rico de la determinaci3n del precio b3sico de potencia.
- Identificar las variables relevantes que inciden principalmente en el modelo de c3lculo del precio b3sico de potencia.

- Determinar el efecto de la variación de la capacidad estándar de la central de generación y el tipo de combustible empleado en el cálculo del precio básico de potencia.
- Determinar el efecto de la variación de la capacidad estándar de la central de generación y el tipo de combustible variando factores de calculo establecidos en la metodología de cálculo del precio básico de potencia.
- Verificar el impacto del precio básico de potencia en la tarifa total.

1.3 Formulación de la hipótesis:

La influencia de la variación del tipo de combustible empleado y de la capacidad standard de la unidad de generación de energía reduce el precio básico de potencia en 3%.

1.4 Justificación e importancia:

El informe presentado parte de una serie de objetivos nacidos del análisis de la situación de la metodología del cálculo del precio básico de la potencia el cual es un componente de vital importancia en la determinación de los costos de generación que forman parte de las tarifas en barra que se determinan anualmente en nuestro sistema energético peruano, y su valor tiene una influencia en la tarifa final que se reflejan en los costos asumidos por los consumidores independientemente si son residenciales, de servicios o industriales. Su importancia técnica esta referida a la optimización de las variables que afectan al precio básico de la potencia, la cual tiene una metodología rígida desde el año 1993, a la cual se le tendrá en cuenta para su resultado final el tipo de combustible y la capacidad standard.

Su importancia económica radica en la determinación del precio básico de la potencia en función a otro tipo de combustibles y capacidad standard que permita reflejarse en una tarifa de barra (la cual es cerca al 50 % de la tarifa total que facturan los usuarios), y que de alguna manera refleje en beneficios y en un excedente económico del consumidor.

Su importancia metodológica implica contribuir con fundamentos para una reforma de segunda generación de la ley de concesiones eléctricas con respecto a la determinación del precio básico de la potencia, que puedan aplicar o tomar en cuenta el organismo regulador en el mercado eléctrico peruano.

II. Marco teórico.

2.1 Antecedentes.

Se presentan los antecedentes analizados:

Barrera, A. (2022) en su tesis Pago por capacidad: análisis frente a nuevas tecnologías de generación y almacenamiento en el sistema eléctrico para la Universidad de Chile tuvo por objetivo estudiar medidas que permitan optimizar a nivel técnico-económico el pago por capacidad en el Sistema eléctrico nacional, y que sean aptas para mantener niveles de seguridad y de calidad de servicio adecuados. Dentro de sus resultados tenemos que de los elementos importantes para optimizar el mercado eléctrico chileno, se encuentra el procedimiento de determinación de la potencia de barra, el margen de reserva, la determinación del precio básico de la potencia y los bloques horarios en que se realiza la remuneración y las tarifas de potencia. Concluye que de las propuestas planteadas, se identifica sobre la base un análisis riguroso y teniendo en consideración las propuestas realizadas estas tienen una elevada adecuación de los recursos energéticos pero con menores incentivos al factor de disponibilidad y con menor competitividad en costos, debido a que bajo este mecanismo los recursos son remunerados en su capacidad en periodos diferentes, porque son fijados en función a la determinación del precio básico de la potencia.

Comisión Nacional de Energía de Chile (2021) en su artículo de investigación Fijación de los precios nudo de corto plazo concluyen que el Precio Básico de la Potencia de Punta es obtenido en función al análisis de determinar la central de generación de menor costo para el suministro de potencia adicional en los periodos de demanda máxima de cada año en una o más barras de potencia del Sistema de Transmisión Nacional, teniendo en cuenta para ello los balances de demanda y oferta de capacidad en las diversas áreas operativas, en concordancia a lo detallado en el artículo 162° de la Ley Eléctrica Chilena.

Gonzales, C. (2018) en su tesis Aplicación del mercado para el balance de potencia en el sistema eléctrico nacional para una cuarta liquidación para el Instituto Politécnico Nacional de México, tiene por objetivo realizar un balance de potencia en el sistema eléctrico mexicano. En sus resultados obtuvo que los precios firmes de potencia que son determinados para la zona de potencia BCA resultan mayores que en las zonas de potencia SIN y BCS, principalmente por su misma geolocalización fronteriza, que es función mayormente de la potencia generada que se importa desde EEUU. Los precios

firmer de potencia que se obtuvieron para la zona de potencia BCS son de alta similitud a los precios obtenidos para la zona de potencia SIN, pese a su potencia instalada y su potencia demandada es mucho mayor. Concluye que en un sistema aislado que es función de fuentes costosas como biodiesel o gas natural, se incrementa el costo del componente de la tecnología de generación.

Méndez, J. & Pérez, W. (2011) en sus tesis Despacho económico de potencia diaria aplicado al sistema nacional ecuatoriano en la Universidad Politécnica Salesiana, presenta el objetivo realizar el despacho económico manifiestan que code potencia diaria optimo para el sistema welectrico ecuatoriano, dentro de sus resultados obtuvo que el incremento de la sociedad se incrementa exponencialmente el consumo de energía, y para ello se requiere establecer mecanismos de pago por la producción de energía, en el cual los combustibles y las unidades termoeléctricas resultan necesarias para garantizar los costos de los sistemas de potencia, los cuales son muy dinámicos y de gran complejidad para ser operados eficientemente, concluye que para encontrar los mecanismos óptimos para poder reconocer los costos de los sistemas de generación, es necesario una adecuada toma de decisiones que permitan maximizar los recursos y el despacho de generación el cual debe ser al mínimo costo, con la finalidad de minimizar costos.

Páez, G. & Páez, J. (2023) en su tesis Modelo de co-optimización para una central virtual de generación en la red de generación distribuida para la Universidad Politécnica Salesiana de Ecuador, tuvo por objetivo desarrollar un Modelo de co-optimización para una central virtual de generación en la red de generación distribuida. Sus resultados obtenido demuestra una viabilidad para su ejecución y una gran capacidad para integrarse al despacho energético actual. A través de modelos matemáticos, restricciones de costos y generación y algoritmos para optimizar el despacho de energía de forma eficiente y económica y caracterización del tamaño de la central de generación requerida, concluyen que en el desarrollo de la tesis se realizó el análisis y optimización del despacho de la central de energía virtual que pertenece a una red de generación, con la finalidad de minimizar los costos de operación y maximizar las utilidades, que de alguna forma esto se refleje en la determinación del precio por la potencia a facturar..

Pomahuali, N. (2018) en su tesis Influencia del exceso de potencia en la facturación final no residencial de los Clientes de Electrocentro S.A en el periodo 2016-2017 en la

Universidad Continental Huancayo Perú, su objetivo fue determinar la influencia del cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta en la facturación final del servicio no residencial de los usuarios de Electrocentro S.A. Huancayo en el periodo 2016-1017. En sus resultados determino que el efecto del cargo por exceso de potencia en la facturación del servicio no residencial en la empresa Electrocentro S.A. Huancayo 2016-1017 la cual presenta influencia marcada sobre las empresas que están comprendidas en tener contratos de potencia en horas fuera de punta y en horas punta. Concluye que la influencia de los costos en la facturación en relación a los cargos por potencia es elevada, para lo cual se requiere modelos de optimización para determinar el valor de una potencia base para su facturación, para ello se requiere estimar un modelo de optimización del cálculo del costo de potencia, la cual involcre también la potencia de la maquina de punta.

Vargas, T. (2022) en su tesis Modelos de estimación de potencia firme en contextos de descarbonización teniendo en cuenta programación estocástica para la Universidad de Chile, su objetivo fue comparar las metodologías probabilísticas de calculo de credito de capacidad de estandar internacional que actualmente son empleadas en los pagos por potencia y determinar su eficacia en la restitucion de los montos optimos a remunerar por capacidad de generacion, en sus resultados al analizar los efectos que el procedimiento de cálculo del precio de la energía y potencia, considerándose diversos métodos de cálculo para la potencia, se tiene en la recuperación del costo de inversión en producción de energía optima. Concluye que para el caso chileno la modificación de algunas condiciones de mercado con la finalidad de que la inversión en generación se optimice, pero para ello se debe mejorar en mecanismo de pago por potencia, con lo cual permitirá una mayor dinamismo en el mercado.

2.2 Marco conceptual.

2.2.1 Regulacion.

a. Fundamentos básicos.

La regulación abarca una variedad de instrumentos mediante los cuales los gobiernos establecen requerimientos para empresas y personas. Las regulaciones incluyen leyes, ordenes formales e informales y reglamentos subordinados que emanan de todos los órdenes de gobierno, así como normas procedentes de organismos no gubernamentales o autorreguladores en los que los gobiernos han delegado facultades en materia de

regulación. Para la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, la regulación involucra no solo la normativa que pueda emitir el gobierno de un país, sino todos aquellos 6 instrumentos, programas, intervenciones y demás, de manera general. (Palacios, 2020)

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) son las dos entidades claves responsables de la implementación del marco regulatorio y del cumplimiento de las regulaciones del sector energético y minero del Perú. De acuerdo con la ley de concesiones eléctricas, el MEM es el órgano rector del sector, cuya función principal es formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas nacionales referentes al sector energético, mientras que Osinergmin es el ente encargado de regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas del sector. (Yanac, 2022)

La regulación del sector eléctrico está sujeta a los fines de la política energética, la cual depende de la política económica general del Gobierno. Los reguladores son establecidos con la intención de que sean agencias independientes de todos los agentes con intereses en el sector (gobierno, empresas e inversores, entre otros), y se espera que actúen con transparencia. De este modo, se establecen las bases para garantizar un suministro de calidad a precios asequibles para los usuarios y que incremente el bienestar de la sociedad en su conjunto, además de minimizar las fallas del mercado que, por sí mismos, los involucrados no pueden resolver de forma eficiente. Así, se abordan las cuestiones transversales en relación con la regulación social, dada la existencia de bienes públicos, externalidades, e información asimétrica. (Yanac, 2022)

La regulación energética está enfocada a mitigar las deficiencias del mercado minimizando las fallas regulatorias y distorsiones excesivas del mercado. El regulador opera en un entorno complejo y cambiante, en el cual existen diversas interrelaciones entre las autoridades públicas, el sector privado y los usuarios finales. Asimismo, existe una multitud de expectativas y demandas de los agentes que se crean sobre el papel de los reguladores energéticos, los cuales deben lograr una serie de objetivos, entre los cuales se incluye la estabilidad del sector, la adecuada administración de los riesgos,

reglas que promuevan la competencia y aspectos relacionados al acceso y la calidad de los servicios energéticos, con la finalidad de maximizar la calidad del servicio. (Vasquez, et al. 2016)

b. Importancia

La mayoría de los argumentos económicos para la intervención del gobierno en los mercados se basa en la idea de que el mercado no puede proveer adecuadamente bienes públicos o hacer frente a las externalidades. Los bienes públicos, en este caso la energía eléctrica, son definidos como aquellos bienes no excluibles y no rivales. Un bien es no excluible cuando no es posible evitar su consumo a aquellos agentes que no han contribuido para la provisión del bien. Asimismo, un bien es no rival cuando su consumo por parte de un agente no reduce la cantidad de bien disponible para el resto de agentes. (Vasquez, et al. 2016)

Los conceptos de externalidad y bien público tienden a superponerse, existiendo una diferencia sutil entre ambos. Las externalidades hacen referencia aquellas situaciones donde el bienestar de un consumidor o las posibilidades de producción de una empresa están directamente afectadas por las acciones de otro agente en la economía (y esta interacción no está mediada por el mecanismo de precios). Cuando existe una externalidad negativa en un mercado no regulado, los productores no se responsabilizan de los costos externos que generan sobre la sociedad. En ese caso, el costo marginal privado es menor al costo marginal social, por lo cual se produce una cantidad mayor a la socialmente eficiente. En el caso de una externalidad positiva, los agentes generan un beneficio social mayor al beneficio privado, por lo cual se produce y consume una cantidad menor a la socialmente óptima. (Vasquez, et al. 2016)

De igual forma, la seguridad energética entendida como el abastecimiento físico ininterrumpido de los productos energéticos en el mercado, a un precio asequible para los consumidores, es un bien activo con característica de bien público.³ La seguridad del suministro tiene la característica de ser un bien no exclusivo. Es decir, es difícil excluir a las personas que se beneficien de la reducción del riesgo asociado con la construcción de capacidad energética adicional que minimice la probabilidad de desabastecimiento energético. En este sentido, se hace necesario algún tipo de

intervención regulatoria que garantice la seguridad energética a través del refuerzo y creación de infraestructura energética y reglas de auto-provisión. (Vasquez, et al. 2016)

En el caso preciso del mercado eléctrico, en un mercado competitivo, ante un diseño inadecuado de mercado, puede existir una falta de inversión en generación de capacidad debido a que las centrales de punta no podrán recuperar los costos de inversión en los mercados de “solo energía” (energy only markets).⁴ Esto puede significar que el sistema mantenga un margen de capacidad menor al socialmente óptimo. De tal forma, es necesario para el regulador diseñar instrumentos específicos para lograr la seguridad energética. (Vasquez, et al. 2016)

Los precios en los mercados de solo energía pueden no brindar las señales correctas para asegurar la confiabilidad de los sistemas eléctricos bajo determinadas circunstancias. De una parte, las restricciones existentes (precios topes) en el mercado de energía no permiten recuperar los costos fijos de las centrales llamadas de “demanda punta”, creando el missing money problem. Asimismo, esto puede ocurrir debido a la existencia de precios de escasez artificiales, debido al ejercicio de poder de mercado de las centrales o debido a la inelasticidad de la demanda en el corto plazo. En resumen, si se deja que el mercado eléctrico opere bajo el criterio de la ley marginal de precios, las centrales de punta no podrán recuperar sus costos y por ende no tendrán incentivos a realizar inversiones, afectando la confiabilidad del sistema eléctrico. (Vasquez, et al. 2016)

Uno de los principales objetivos dentro de una economía moderna es alcanzar los mayores niveles de eficiencia: alcanzar lo que se denomina como un óptimo paretiano o punto óptimo de Pareto. En condiciones ideales, los mercados garantizan que las economías sean óptimas desde el punto de vista de Pareto. No obstante, inclusive mercados eficientes no siempre generan cambios mediante los cuales se beneficie a determinado grupo de personas sin que se afecten otras, es decir, no siempre los mercados funcionan de manera tal que siempre produzcan medidas óptimas en el sentido de Pareto. Cuando dentro de un mercado eficiente se presentan situaciones que no representen óptimos paretianos, se dice que estamos en presencia de un fallo del

mercado, caso en el cual se justifica la intervención del Estado en la economía a través de la regulación económica. (De la Torre, 2014)

Se identifica 6 casos que se consideran fallos del mercado:

Fallo de la competencia.

Bienes públicos.

Externalidades.

Mercados incompletos.

Fallos de información.

Paro, inflación y desequilibrio. (De la Torre, 2014)

Por otro lado, la información “asimétrica” supone que una de las partes en una relación o transacción económica tiene menos información que otra u otras. Distintas investigaciones han destacado que la información asimétrica caracteriza a muchos mercados, pero, como ya lo mencionamos, algunos economistas creen que ese problema se extiende particularmente sobre los mercados financieros, dada su mayor intensidad en información. Tres problemas han sido asociados con la información asimétrica bajo la siguiente denominación: selección adversa (adverse selection), riesgo moral (moral hazard) y comportamiento de rebaño (herd behavior). (Sanchez, 2001)

c. Características del mercado de generación

El sector eléctrico comprende una cadena de actividades que involucran centrales de generación de electricidad para su producción, un sistema de transmisión que sirve para el transporte de dicha producción, un sistema de distribución que lleva la electricidad a los principales centros de consumo y finalmente la comercialización al usuario final, por lo que, en el sector eléctrico se presentan características específicas que lo distancian de las condiciones de competencia perfecta. (Aguilar y Diaz, 2023)

La cadena de suministro de la energía eléctrica en el Perú es la siguiente:

Figura 1

Cadena de suministro de la energía eléctrica



Nota. La imagen detalla el flujo de energía desde la generación hasta la distribución para cada usuario.

La generación de electricidad constituye entre el 40% y el 55% del costo total del suministro eléctrico. Dado que en esta actividad las economías de escala se alcanzan en niveles inferiores a la demanda total de los sistemas eléctricos, se abre la posibilidad de promover la competencia entre generadores. Asimismo, el sistema debe contar con suficiente capacidad instalada para cubrir la demanda máxima anual —conocida como pico o máxima demanda—, aun cuando en otros momentos no se utilice toda esa infraestructura. Por esta razón, tanto la planificación de nuevas inversiones en generación como la operación del sistema eléctrico deben considerar el comportamiento de la demanda por horas a lo largo del tiempo. (Dammert, et al. 2013)

Los distintos tipos de centrales de generación presentan estructuras de costos diferentes, por lo que resulta conveniente que un sistema eléctrico integre una combinación de ellas. Por un lado, existen tecnologías con altos costos de inversión inicial pero bajos costos de operación, como las hidroeléctricas; y por otro, aquellas con menores costos fijos pero mayores costos variables, como las plantas de ciclo simple a gas natural. Esta diversidad responde a que la demanda eléctrica no es constante durante el día: en ciertos periodos, especialmente en las horas punta, se requiere una cantidad de energía superior al consumo promedio. En esas situaciones, suele ser más eficiente satisfacer la demanda adicional con generadores que implican una menor inversión inicial, aunque sus costos operativos sean más elevados. Esto se debe a que dichos costos variables adicionales resultan menos significativos que

repartir una gran inversión en infraestructura sobre pocas horas de uso diario. (Dammert, et al. 2013)

El costo marginal de la electricidad es un indicador fundamental en el mercado eléctrico, ya que muestra el equilibrio entre la oferta y la demanda en el corto plazo. Representa el costo de producir un kWh adicional según el orden de despacho de las centrales. Debido a que la demanda y los costos de generación cambian constantemente a lo largo del tiempo, este costo varía de forma continua. Además, como la producción no es lineal, sus fluctuaciones reflejan la entrada en operación de distintas tecnologías y tipos de plantas generadoras. (Hallack et al, 2022)

El análisis de la generación eléctrica considera tanto la capacidad instalada como la producción, debido a que la electricidad no puede almacenarse de forma económica. Por ello, el sistema debe disponer de suficiente capacidad para atender la demanda en todo momento, aunque en ciertos períodos no se utilice completamente. La capacidad de generación se mide en megavatios (MW) o kilovatios (kW) y sirve no solo para dimensionar las centrales, sino también como referencia para calcular los costos fijos, como la inversión y el mantenimiento, los cuales se expresan usualmente en dólares por MW instalado o por MW al año. (Dammert et al, 2013)

Los costos de generación eléctrica se clasifican generalmente en dos componentes: los costos fijos y los costos variables. Los costos fijos comprenden la inversión inicial, así como los gastos de operación y mantenimiento que se mantienen independientemente de si la central produce energía o no. Por su parte, los costos variables dependen directamente del nivel de producción e incluyen principalmente los gastos de operación y mantenimiento asociados a la generación efectiva. Para estimar el costo total, ambos componentes se expresan en unidades homogéneas, como US\$/MWh o centavos de US\$/kWh. En términos tecnológicos, suele existir una relación inversa entre estos costos: las centrales con menores costos fijos tienden a presentar mayores costos variables y viceversa. Esta característica, junto con la necesidad de contar con capacidad suficiente para atender la demanda en todo momento, hace que la alternativa más eficiente sea conformar un sistema eléctrico con una combinación diversificada de tecnologías de generación. (Dammert et al, 2013)

Los costos fijos son los costos que asume la generadora, produzca o no. El costo de inversión representa al monto de inversión que implica la construcción y puesta en marcha de una central de generación, el cual se puede representar por I . Dado que cada central de generación tiene una capacidad de generación o potencia determinada (C_i), el costo de inversión se suele expresar en monto de inversión por MW instalado (I_i/C_i) con el fin de tener una medida relativa del costo de inversión por tipo de tecnología. A esta medida relativa del costo de inversión por MW se le denomina overnight cost o costo de capacidad o potencia, cuya conversión a costo por hora requiere de un procedimiento normado. (Dammert et al, 2013)

2.2.2 Tarifas en barra.

Las tarifas eléctricas se definen como el conjunto de precios que los usuarios pagan por el servicio de electricidad, reflejando los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, ajustados bajo un marco regulatorio que busca la eficiencia económica y el acceso justo al servicio con respecto al consumidor, de tal forma que los costos tecnológicos del suministro de energía se trasladen al usuario final de forma justa. (Aguilar y Lozano, 2025)

El diseño o modelo de una tarifa se basa principalmente en la forma con lo cual se dispone la información y del grado de precisión en el equilibrio económico-financiero tanto de las empresas que realizan el suministro de energía como del usuario, pero también es relevante la revisión del tipo de estructuras tarifarias, dado que la tarifa de energía eléctrica se puede estructurar y discriminar de forma bastante variada. El grado de perfección de la estructura tarifaria se función de las dificultades de diversa naturaleza, tales como aquellas derivadas del sistema de medición y cobranza, por la comprensión de las señales de precios por los consumidores, por restricciones de comercialización de energía eléctrica en determinadas condiciones, entre otras. (Aguilar y Diaz, 2023)

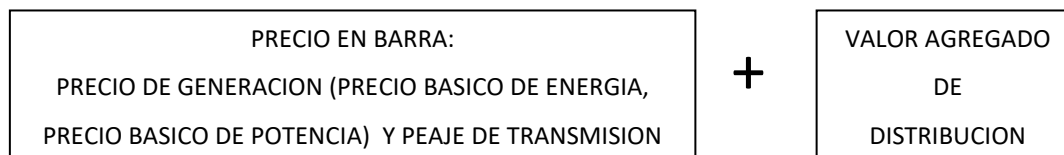
La Ley de concesiones eléctricas N° 25844 y su reglamento D.S N° 00-93 EM (19.11.1992): Establece las disposiciones normativas referidas a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la

electricidad. El Ministerio de Energía y Minas y el Osinergmin, en representación del Estado, son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente Ley. Las actividades de generación, transmisión y distribución pueden ser realizadas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. (Aguilar y Diaz, 2023)

El precio de venta de electricidad económicamente tiene la siguiente conformación:

Figura 2

Componentes del Precio de electricidad en el Perú.



Nota. El Precio en Barra presenta tres componentes en su determinación e incluye el segmento de generación y generación y se regula cada año, mientras que el segmento de distribución se regula cada 4 años.

Una Barra de potencia es una subestación de potencia donde se realiza una entrega o salida de energía y potencia, en el Perú se cuenta con 104 Barras Eléctricas de referencia o sub estaciones de potencia entre 500 y 220 kV, en donde anualmente se determinan los siguientes precios para su aplicación en el SEIN:

PPM (Precio de la Potencia Media) es el valor económico que remunera a los generadores por la disponibilidad de potencia firme que garantiza cubrir la demanda coincidente del SEIN.

PEMP (Precio de energía medido en horas punta).

PEMF (Precio de energía medido en horas fuera de punta) (Osinergmin, 2025)

Se denomina como barra en nuestro país a las subestaciones de potencia de alta y muy alta tensión, desde donde se realizan los ingresos y retiros de potencia y energía, llamadas también barras de referencia y se caracterizan por ser el punto de inyección y retiro de energía en el Perú, estableciéndose para ello el precio en barra de forma anual. Precio en barra es necesario modificar, ya que este sujeto a variables económicas sujetas a variaciones de diversa índole, por lo cual Osinergmin regula este proceso

anualmente, entrando en vigencia los meses de mayo de cada año. (Briceño y Ruiz, 2024)

Tarifas en barra, son cantidades establecidas con la finalidad de cubrir los costos y generar ganancias referentes al mercado de energía que involucra desde la generación y la transmisión de la energía desde el punto de generación hasta las subestaciones de transmisión de potencia antes de llegar a las áreas concesionadas de la distribución. Las tarifas en barra son la sumatoria de los costos de generación (formada por los costos de energía y potencia) y el peaje de la transmisión. Las tarifas de generación se establecen en función al suministro de la demanda al menor costo, dados los costos marginales (fiscalizados) de las plantas de generación y el costo de la inversión de la unidad que despacha en el instante de mayor demanda, independiente de bloque horario de operación. (Álvarez y Miranda, 2015)

Las tarifas en barra corresponden al precio de la energía en un punto determinado del sistema eléctrico —denominado “barra”— dentro de las redes de transmisión o distribución, antes de su entrega a los consumidores. Este concepto resulta especialmente relevante en los mercados mayoristas de electricidad, donde ciertos consumidores adquieren directamente la energía. Características principales:

Dependencia espacial: Estas tarifas varían según la ubicación del nodo o barra en el sistema, reflejando las condiciones eléctricas y de red propias de cada zona.

Metodología de cálculo: Su determinación incorpora el costo marginal de generación, los costos de transporte de energía (transmisión) y factores operativos como la congestión de redes y las pérdidas de energía permitidas.

Álcance: Se orientan a grandes consumidores o usuarios calificados, como industrias, que se conectan directamente a la línea de transmisión y participan en el mercado mayorista de electricidad. (Aguilar y Lozano, 2025)

Factores que influyen en las tarifas en barra:

Oferta y demanda de energía: variación de la oferta de generación.

Infraestructura de transmisión.

Políticas regulatorias: las decisiones regulatorias sobre el mercado mayorista influyen en la determinación de tarifas. (Aguilar y Lozano, 2025)

Los precios en barra se determinan como la sumatoria de la tarifa de generación —que incluye los componentes de energía y potencia— y los cargos por uso del sistema de transmisión. Este esquema responde a un enfoque marginalista empleado en la operación del sistema eléctrico del Perú. Bajo este criterio, las tarifas de generación son establecidas considerando el suministro de la demanda al menor costo posible, tomando como base los costos marginales de las unidades de generación y el costo de inversión de la central que opera en condiciones de máxima demanda. (Aguilar y Lozano, 2025)

El precio básico de energía es parte del precio de generación junto con el precio básico de potencia, es el precio regulado de la energía eléctrica que se utiliza para los intercambios comerciales entre generadores y distribuidoras. Su función es garantizar que los generadores reciban ingresos adecuados por la energía efectivamente entregada, asegurar que las distribuidoras y usuarios regulados (residenciales, comerciales e industriales regulados) paguen un precio estable y previsible y servir como referencia en la determinación de la tarifa en barra, que es la base de lo que finalmente pagan los consumidores regulados. (Briceño y Ruiz, 2024)

El precio de la energía se calcula mediante el Modelo PERSEO, una herramienta informática que permite optimizar el despacho de las unidades generadoras. Su objetivo es reducir la variabilidad de los costos marginales y proporcionar una señal de costos más estable en el mediano plazo, ya que no solo tiene en cuenta los precios spot, sino también sus proyecciones futuras. (Álvarez y Miranda, 2015)

Se tiene en cuenta lo siguiente:

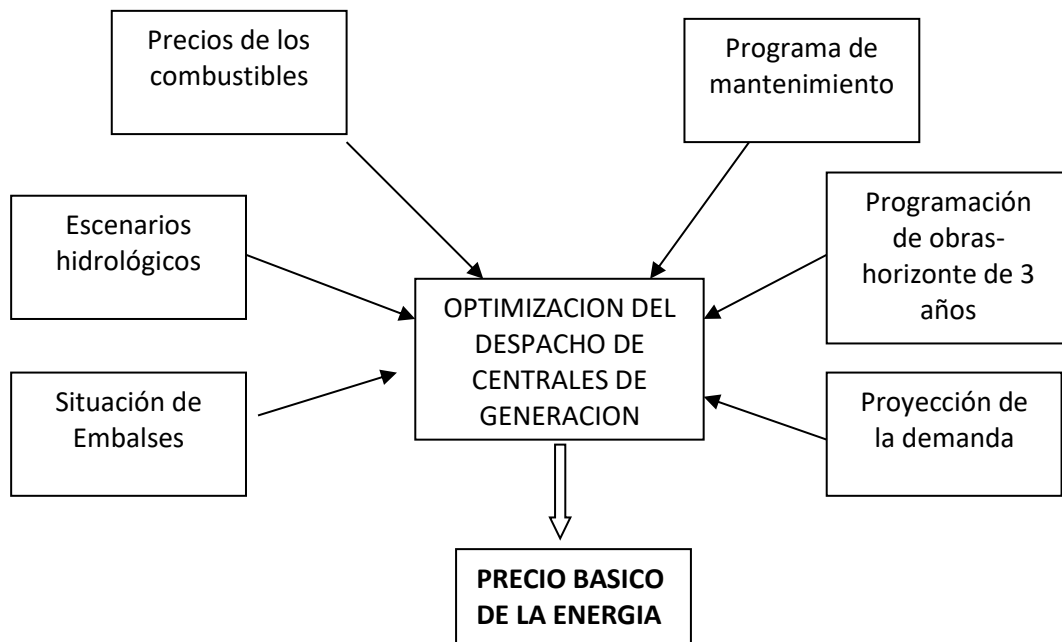
- Los costos de los combustibles inciden directamente en los costos de operación, especialmente en las centrales térmicas.
- Las condiciones hidrológicas determinan el nivel de producción de las unidades hidroeléctricas, con mayor efecto en aquellas de pasada.
- El nivel de los embalses condiciona tanto la generación actual como la futura de las centrales hidroeléctricas.. (Álvarez y Miranda, 2015)

- El costo de racionamiento de energía influye en la decisión de cubrir totalmente o no la demanda, afectando así el nivel de los costos marginales.
- La ejecución del plan de inversiones puede incorporar centrales con menores costos (inframarginales), desplazando del despacho a aquellas con costos variables más elevados.
- Las proyecciones de demanda determinan la cantidad de energía requerida y la participación de las distintas centrales en la generación. Este análisis considera un horizonte temporal de doce meses previos y 24 meses posteriores al período evaluado. (Álvarez y Miranda, 2015)

La tasa de actualización incide directamente en el cálculo del precio básico de la energía. Para determinar este precio, se estiman primero los valores correspondientes en los horarios de punta y fuera de punta, teniendo en cuenta los costos marginales y la demanda. Posteriormente, estos se ponderan según el número de horas de cada bloque horario, obteniéndose así el precio básico de la energía. (Álvarez y Miranda, 2015)

Figura 3

Componentes del Precio básico de energía.



Nota. La imagen detalla los componentes del precio básico de la energía.

2.2.3 Precio básico de potencia.

De acuerdo con la teoría económica, un mercado eléctrico bien diseñado debe cumplir con los principios de eficiencia (mínimo costo) y suficiencia. Esto implica que el sistema opere con el menor costo total posible, considerando la inversión, operación y calidad del servicio, y que los recursos se utilicen de manera óptima. Este resultado se alcanza cuando el parque generador es producto de una planificación de expansión eficiente. En consecuencia, la estructura de remuneración debe permitir que los generadores recuperen íntegramente los costos asociados a la generación eléctrica.. (Tamayo, 2015)

La existencia de un Margen de Reserva (MR), conforme al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, permite que los generadores reciban una remuneración por capacidad, conocida como Potencia Firme, constituyendo una característica particular del mercado eléctrico peruano. A diferencia de otros mercados de la región, donde se remunera la totalidad de la potencia firme o únicamente una fracción equivalente a la demanda máxima, en el Perú este esquema tiene un enfoque específico. La implementación de un mercado de potencia genera dos efectos principales: por un lado, brinda mayor estabilidad en los ingresos de los generadores al asegurar una compensación por capacidad; y por otro, beneficia a los consumidores al mejorar la confiabilidad del sistema, reduciendo la energía no suministrada gracias a una mayor disponibilidad de generación. (Tamayo, 2015)

El Precio Básico de Potencia (PBP) es un valor regulado que compensa a los generadores por la disponibilidad de potencia firme (MW) destinada a cubrir la demanda máxima del sistema, independientemente de su uso efectivo en la generación de energía. Este mecanismo permite recuperar parte de los costos de inversión y mantenimiento asociados a la capacidad instalada. Para su determinación, se emplea la anualización de la inversión de la tecnología correspondiente a la central marginal, es decir, aquella última unidad que entra en operación para atender la máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado. (Kirschen y Strbac, 2019)

El Precio Básico de Potencia (PBP) es un mecanismo económico y regulatorio que garantiza que siempre exista suficiente capacidad instalada para cubrir la demanda máxima del SEIN, asegurando la continuidad del suministro y la sostenibilidad de las inversiones en generación eléctrica.(Osinermin, 2022)

La potencia (MW) remunera lo que se debe tener disponible para cubrir la demanda en horas punta, aunque no siempre se use. Por eso, el PBP garantiza seguridad de suministro, incentivando que existan centrales listas para responder. En un sistema eléctrico, la demanda varía a lo largo del día y del año. Para cubrir la demanda máxima (pico), es necesario contar con una capacidad instalada adicional que muchas veces funciona pocas horas, pero que es vital para evitar apagones. Esa capacidad debe ser remunerada aparte de la energía. El Precio Básico de Potencia es el pago fijo por potencia disponible, calculado con base en una central de referencia, que garantiza que siempre haya capacidad para cubrir los valores máximos de demanda en el SEIN. (Osinermin, 2022)

La importancia del precio básico de potencia.

- Seguridad energética: asegura capacidad suficiente para la máxima demanda. Los sistemas eléctricos deben dimensionarse no por el consumo promedio, sino por el máximo consumo (demanda máxima anual). Esto obliga a tener centrales de respaldo que solo funcionan en momentos de punta.
- Señal económica: incentiva inversiones en centrales de respaldo (turbinas a gas, hidroeléctricas de regulación, etc.). Si la remuneración fuera únicamente por energía generada, estas centrales de respaldo no tendrían ingresos suficientes. Por ello se introduce el pago por potencia disponible.
- Estabilidad tarifaria: permite que el costo de asegurar potencia se reparta de manera regulada entre los usuarios. (Kirschen y Strbac, 2019)

Principios del PBP en el marco regulatorio:

- Eficiencia económica: el PBP se basa en costos eficientes de una central de referencia, no en costos históricos reales de cada central.
- Señal de inversión: incentiva que nuevos proyectos puedan recuperar parte de su inversión a través de ingresos por potencia, además de la venta de energía.

- Neutralidad tecnológica: todas las centrales reciben el pago por potencia, pero su aporte depende de la potencia firme reconocida (hidros con estiaje, térmicas con disponibilidad, etc.).
- Asignación de costos: el PBP se reparte entre los usuarios regulados y libres, proporcionalmente a su demanda máxima registrada en el sistema. (Kirschen y Strbac, 2019)

En Chile, el precio básico de la potencia de punta se define como el costo anual de aumentar la capacidad del sistema eléctrico, teniendo en cuenta las centrales de generación más eficientes destinadas a cubrir la demanda durante las horas de máxima carga. Este valor se ajusta incorporando un margen de reserva teórico. Asimismo, este precio, junto con el PBE, conforma el denominado precio nudo de corto plazo, el cual se establece de manera semestral. (CNE, 2025)

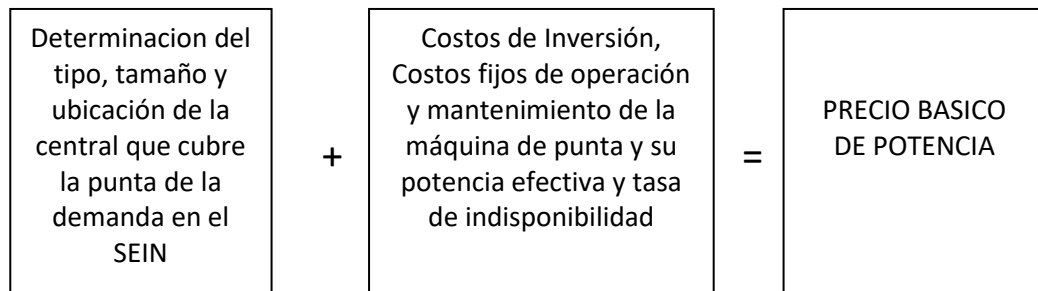
En la versión de LCE promulgada el 06/11/1992, el artículo N° 47° en lo concerniente a la metodología de determinación del precio de la potencia, estipula:

Artículo 47°. - En la fijación de Tarifas en Barra el COES efectúa los cálculos según lo siguiente:

- Determina el PBE según los Bloques Horarios para el año en análisis, como un promedio de los costos marginales de los procesos anteriores y la demanda que se proyectó la cual es actualizada.
- Determinación del tipo de central de generación de menor costo para el suministro de potencia adicional en las horas de demanda máxima anual del SEIN y se calcula la anualidad de la inversión teniendo en cuenta la Tasa de Actualización de 12% según lo establece la ley de concesiones eléctricas.
- Determina el Precio Básico de la Potencia de Punta, considerándose la anualidad calculada en ítem anterior, incrementándose un porcentaje que es el resultado de considerar la tasa de indisponibilidad fortuita del sistema eléctrico y el margen de reserva objetivo. (Gobierno del Perú, 1993)

Figura 4

Componentes del Precio basico de potencia.



Nota. La imagen detalla los componentes del precio básico de la potencia según LCE.

Se puede apreciar que el precio básico de la potencia de punta (PBP), consideraba el costo de la anualidad de inversión de la central de generación para el suministro de potencia extra en las horas de máxima demanda del año, incrementada por un porcentaje que resulta de considerar la indisponibilidad teórica del sistema. Ni en la LCE ni su reglamento se define o establece el significado de “indisponibilidad teórica del sistema eléctrico”. (Tamayo, 2021)

El Precio Básico de Potencia se determina siguiendo los criterios del Artículo 126 del Reglamento. Se considera como referencia una planta con turbina a gas, al ser la alternativa de menor costo para cubrir incrementos de demanda en las horas de mayor anual. Este precio se basa en la anualidad de la inversión de la unidad marginal que opera en punta —incluyendo los costos de conexión al sistema— más sus costos fijos de operación y mantenimiento. Asimismo, se toman en consideración la tasa de indisponibilidad fortuita de la central y el margen de reserva firme objetivo del sistema eléctrico. (Álvarez y Miranda, 2015)

En la determinación del PBP se considera lo siguiente:

- La central de generación de menor precio para el suministro de una unidad de potencia adicional en las horas de ocurrencia de la demanda máxima del año.
- El monto de la inversión considera el costo de los componentes electromecánicos, el montaje y la conexión eléctrica a la red principal de transmisión.
- Se consideran los costos fijos anuales asociados a la operación y mantenimiento (OPEX).

- La anualidad de la inversión se calcula conforme a parámetros normativos, empleando una tasa de actualización del 12% y una vida útil de 20 años para los equipos de generación y 30 años para los de conexión eléctrica. (Aguilar, 2003)

El PBP, que se establece cada año dentro del proceso de Determinación de Tarifas en Barra, tiene en cuenta diversos factores en su cálculo. Entre ellos destacan la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), conforme a lo dispuesto en el artículo 126 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante D.S N.º 099-93-EM.

Asimismo, dicho reglamento establece que es función de Osinergmin determinar tanto el MRFO como la TIF cada 4 años. En este contexto, se encuentra vigente la Resolución N.º 026-2025-OS/CD, la cual define los criterios y fundamentos para la determinación de estos parámetros durante el período entre el 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029. (Osinergmin, 2025)

$$PBP = PTG \times (1 + MRFO) \times \left(\frac{1}{1 - TIF} \right)$$

Donde:

PTG: Corresponde al precio unitario de la central de punta, el cual incorpora la anualidad de la inversión del turbogenerador, su conexión al sistema eléctrico y los costos fijos anuales de operación y mantenimiento.

TIF: Refleja la probabilidad promedio de indisponibilidad de la unidad de generación.

MRFO: Indica el nivel de capacidad adicional requerido para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

El margen de reserva firme objetivo es el porcentaje adicional de capacidad de generación firme instalada sobre la demanda máxima proyectada, que el sistema eléctrico debe mantener para garantizar la seguridad y continuidad del suministro ante contingencias o incertidumbres en la operación. Es un indicador de seguridad energética, que define cuánta capacidad adicional sobre la demanda máxima debe tener un sistema eléctrico para enfrentar contingencias y mantener la confiabilidad del suministro. (Osinergmin, 2025)

El MRFO es un “colchón de seguridad” que asegura que, aunque alguna central salga de servicio o la demanda crezca más de lo previsto, el sistema pueda seguir abasteciendo la demanda máxima sin riesgo de apagones. Cuando se presenta la demanda máxima (pico), el sistema debe estar preparado para cubrir la mayor demanda horaria anual. Se presume que no toda la potencia instalada es confiable (ejemplo: hidroeléctricas dependen del agua, eólicas del viento, solares del sol). Entonces se debe considerar potencia que puede asegurarse en condiciones críticas. (Stoft, 2002)

- Margen de reserva: es la diferencia entre la capacidad firme y la demanda máxima. Si este margen es muy bajo entonces existe un riesgo de déficit energético. Si es muy alto, entonces existe una sobreinversión y mayores costos para los usuarios. En la mayoría de países, el margen de reserva firme objetivo se establece entre 20% y 30% sobre la demanda máxima. Esto cubre posibles fallas de generación, errores de pronóstico de demanda y mantenimiento no programado de equipos. En el SEIN (Perú), el COES calcula anualmente este indicador y OSINERGMIN lo considera en los estudios de planificación. (Stoft, 2002)

Su importancia radica en:

- Confiabilidad: asegura que el sistema pueda operar incluso si una central importante falla.
- Planificación: guía las decisiones de inversión en nuevas centrales.
- Mercado eléctrico: da señales económicas de cuándo se requiere capacidad adicional.
- Seguridad energética: protege contra apagones masivos y racionamientos. (Stoft, 2002)

El Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) se establece a partir de un proceso de planeamiento eficiente de la expansión del SEIN, con el propósito de garantizar que el sistema eléctrico cumpla adecuadamente con estándares de confiabilidad, seguridad y calidad en el suministro de energía.

- El SEIN debe satisfacer el criterio de confiabilidad de suministro de tipo probabilístico basado en la Pérdida Esperada de Energía.

- El programa de expansión de la generación se debe basar en proyectos en ejecución y en aquellos viables de desarrollarse, asegurando criterios de eficiencia de costos y sostenibles económicamente.
- El SEIN debe contar con suficiente oferta de generación para enfrentar la salida de operación de la planta de mayor importancia sin afectar el abastecimiento eléctrico.
- El sistema también debe garantizar el suministro de energía incluso en condiciones adversas, como periodos de baja hidrología o limitaciones en el abastecimiento de combustibles, evitando así el racionamiento. El Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN es 19,93%, para el periodo 2025 - 2029.

La TIF es un parámetro que refleja el nivel promedio de indisponibilidad de la central de energía de referencia utilizada en la determinación del PBP, independientemente de si dicha unidad fue efectivamente requerida para operar.

$$TIF = \frac{\text{Horas de indisponibilidad forzada}}{\text{Horas de periodo}} \dots \dots \dots (2)$$

El período de horas considerado corresponde al mayor intervalo para el cual se dispone de información estadística. Es importante señalar que este indicador no representa la probabilidad de que una central sea requerida y no esté disponible. Por ejemplo, una central que nunca es despachada debido a su baja eficiencia no registraría horas de indisponibilidad, por lo que su TIF sería igual a cero; sin embargo, esto no refleja realmente su probabilidad de falla ante una eventual necesidad de operación. (Osinermin, 2025)

Dado que no se tiene con un historial suficientemente abundante de estadísticas que podrían permitir la determinación del TIF es recomendable el empleo de información que es propiedad de la North American Electric Reliability Council (NERC) de los Estados Unidos de América, institución que cuenta con información estadística de muchos años en la actividad de generación, para distinto tipo de tecnología de generación. (Osinermin, 2025)

El parámetro a utilizar del documento señalado anteriormente es el Factor de Desconexión Forzada (Forced Outage Factor, FOF) para las unidades de Turbinas a Gas entre 200 y 299 MW, debido a que tiene una definición igual a la que se ha propuesto para el TIF líneas arriba. En este caso, el FOF es de los años 2019 al 2023 donde se registraron las estadísticas de alrededor de 170 unidades - año. En concordancia con lo señalado en los párrafos precedentes sobre este índice, y de acuerdo con las estadísticas del NERC, se recomienda establecer para la Unidad de Punta del SEIN la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de 3,54%. (Osinergmin, 2025)

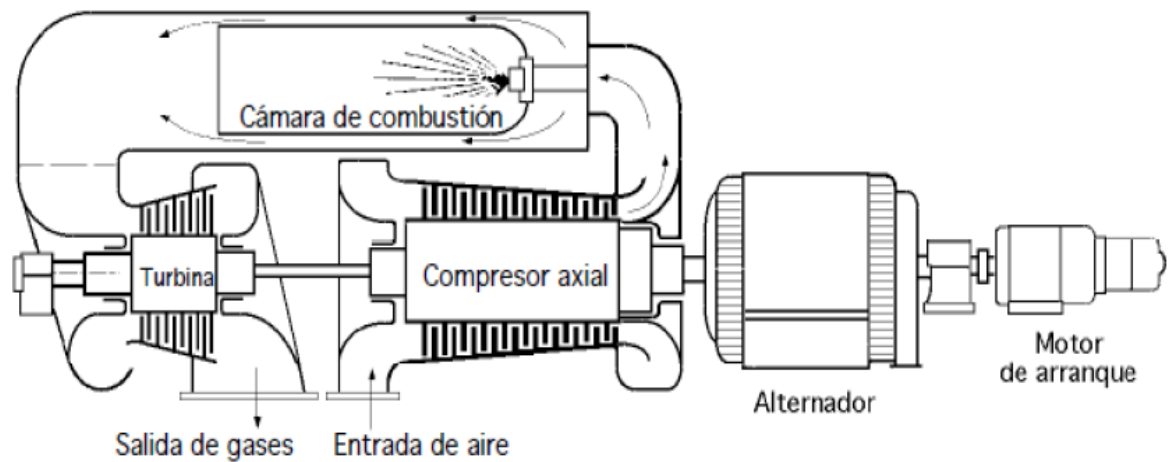
2.2.4 Tecnologías de producción de energía con turbinas a gas.

Una central de energía es una infraestructura electromecánica conformada por un conjunto de sistemas que de forma coordinada producen energía efectiva en un generador aprovechando el suministro de energía por parte de un combustible para el caso de centrales termoeléctricas. La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar la potencia suministrada. Esto conlleva el tener que iniciar la generación con unidades adicionales, ubicadas en la misma central o en centrales reservadas para estos períodos. En general los sistemas de generación se diferencian por el periodo del ciclo en el que está planificado que sean utilizados; se consideran de base la nuclear y la eólica, de valle la termoeléctrica de combustibles fósiles, y de pico la hidroeléctrica principalmente (los combustibles fósiles y la hidroeléctrica también pueden usarse como base si es necesario). (Mamani, 2017)

El Ciclo termodinámico Joule Brayton simple abierto está conformado por un compresor axial multi-etapa para un proceso de compresión del aire, un proceso de suministro energía térmica de un combustible dentro de una cámara de combustión y una turbina a gas axial donde se efectúa la expansión de los gases calientes provenientes de la cámara. Es un ciclo de potencia de alta versatilidad, rapidez en la toma de carga durante el arranque y operación, diseño compacto y de un promedio de eficiencia de 37%, se emplean para la generación de electricidad, propulsión aérea y naval, en accionamiento de bombas y compresores en la industria petrolera y gasífera y centrales de cogeneración. (Miranda & Oliva, 2023)

Figura 5

Componentes de una central termoelectrica con turbina a gas.



Nota. La imagen detalla los componentes principales de una central termoelectrica con turbina a gas que opera con un ciclo joule Brayton simple abierto.

Una turbina de gas es un motor que, a partir de un combustible (un gas, habitualmente gas natural) genera energía mecánica. La energía producida puede transformarse en electricidad mediante un alternador o emplearse para impulsar sistemas mecánicos. Básicamente, la turbina de gas consta de tres componentes principales: el compresor, la cámara de combustión y la propia turbina. Su función principal es convertir la energía que almacena un combustible en energía útil mediante un proceso de combustión controlada. (REPSOL, 2025)

En el sector energético, las turbinas de gas se emplean para generar energía de forma eficiente mediante la transformación de la energía mecánica en electricidad. El calor que se produce en el proceso de combustión se aprovecha, además, para calentar agua en una caldera de recuperación. Es decir, se produce lo que conocemos como cogeneración de energía, ya que ese agua caliente resultante genera a su vez vapor o energía térmica, que a su vez puede ser utilizada en los procesos productivos y/o para producir energía eléctrica. Por su eficiencia y sus características, las turbinas de gas se han convertido en una alternativa muy utilizada para cubrir las demandas de energía de una forma en la que se contribuye a la economía circular. (REPSOL, 2025)

Tabla 1

Comparativo entre capacidades de turbinas a gas

Tipo de turbina	Rango (MW)	Usos principales	Ejemplo
Microturbinas	0,03-0,5	Generación distribuida, autoconsumo	Capstone C200 (200 kW).
Medianas	0,5-50	Cogeneración industrial, respaldo	GE LM2500 (~25 MW, muy usada en refinerías y centrales de punta).
Grandes	50-200	Ciclo simple en red, regulación, punta	Siemens SGT6-5000F (~180 MW)
Mega turbinas	200- +570	Ciclo combinado, base del sistema eléctrico	Mitsubishi JAC: 570 MW en ciclo simple, >800 MW en ciclo combinado por unidad

Nota. Comparativo entre capacidades de tecnologías de turbinas a gas de diversos fabricantes.

Existen 2 tipos de combustibles empleados en el Perú, la cual marca la diferencia en las horas de operación de las unidades de generación termica con turbinas a gas, la primera de ellas son las que operan con gas natural, donde las de ciclo simple se encargan de cubrir los valores de máxima demanda, tal es el caso de las centrales de Aguaytía, Malacas o la TG8 de Santa Rosa, con un costo variable combustible de hasta 35 U\$/MWh y por otro lado están las centrales ciclo simple que operan con petróleo BD5 como es el caso de las unidades de Recka, Nodo Energético del Sur y Reserva Fría, con un costo variable combustible de hasta 240 U\$/MWh , pero opera en condiciones de emergencia y garantizan la generación de energía ante las contingencias por déficit hidráulica que se han presentado en el País desde el año 2022. (Guevara, 2024)

Figura 6

Central Termoelectrica Reserva Fria de Eten con turbina a gas.



Nota. La imagen detalla la vista principal de una central termoelectrica que opera con petróleo BD5.

Dentro de las características operativas de las turbinas a gas tenemos las siguientes:

La capacidad de modulación (o rampa de carga) de una turbina a gas depende de su diseño y aplicación, pero en general son de las tecnologías más flexibles dentro de la generación térmica. Su velocidad de modulación de una turbina a gas en arranque o rampa de arranque es en black start o arranque en frío, puede tardar entre 10 y 30 minutos en alcanzar carga nominal. En hot start o arranque en caliente: se reduce a menos de 10 minutos. Existen modelos de respuesta rápida (“fast-start”) que logran entrar al sistema en menos de 5 minutos. (Boyce, 2012)

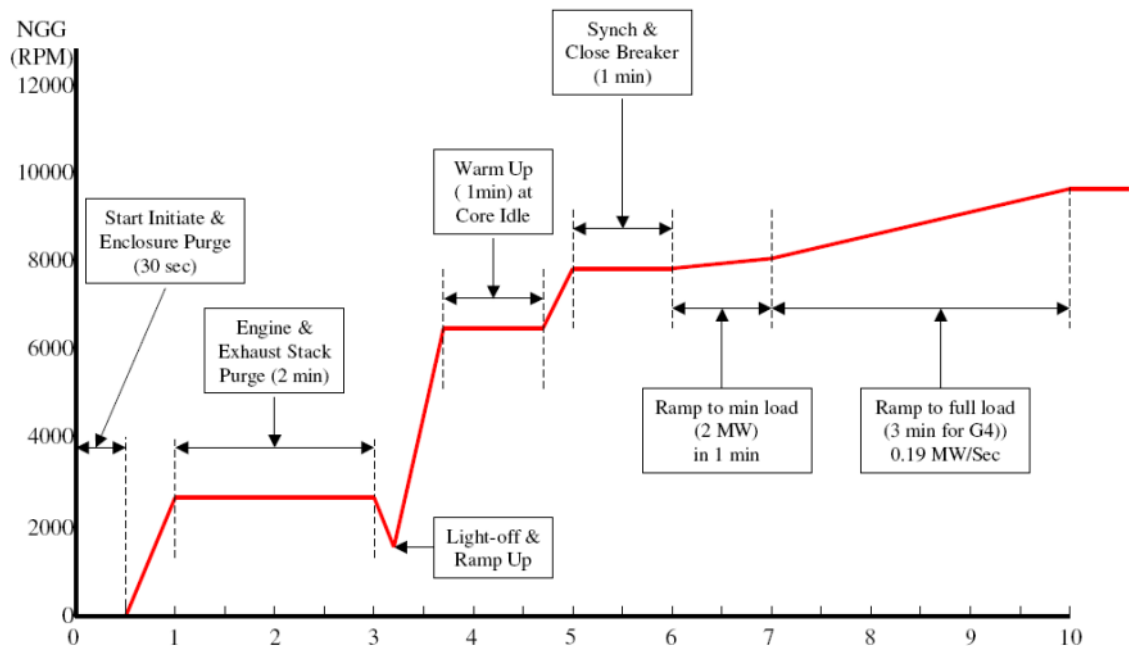
Referente a la sincronización en la operación o rampa de carga Una vez en marcha, la turbina de gas puede variar su potencia de manera rápida:

- Turbinas a gas en ciclo simple (SGT, aeroderivativas): Rampa típica entre 20–50 MW/minuto. En porcentaje: entre 20 % y 50 % de su capacidad nominal por minuto. Ejemplo: una turbina de 100 MW puede subir o bajar 30–40 MW en 1 minuto.
- Turbinas a gas industriales pesadas (frame type): Rampa más lenta entre 5–20 MW/minuto. Menor flexibilidad que las turbinas aeroderivativas, pero más robustas para operación continua.

- En ciclo combinado (CCGT): El conjunto turbina a gas + vapor es menos flexible que en ciclo simple, pero aún puede modular 8–20 MW/minuto según la configuración. (Boyce, 2012)

Figura 7

Rampa de arranque de una turbina a gas. TM 2500 General Electric



Nota. La imagen detalla las características de la rampa de arranque de una TM 2500 en 10 minutos

La rapidez de modulación de las turbinas a gas es clave para: Regulación primaria y secundaria de frecuencia, Integración de renovables intermitentes (solar y eólica) y Cobertura de la demanda de punta. Por eso, en Perú y en muchos sistemas eléctricos, las turbinas a gas se usan como centrales de punta y de regulación. (Boyce, 2012)

El mantenimiento de las turbinas a gas se estructura en programas planificados que consideran horas de operación, número de arranques y condiciones de carga. A diferencia de otras tecnologías, estas máquinas están expuestas a altas temperaturas y esfuerzos mecánicos, lo que genera desgaste acelerado en los álabes de la turbina, cámaras de combustión y sistemas de compresión. (Boyce, 2012)

Según Boyce (2012), los fabricantes definen intervalos de inspección estandarizados:

- Inspección menor (Minor Inspection): cada 8.000–12.000 horas de operación, incluye revisión de filtros de aire, boquillas de inyección y controles electrónicos.
- Inspección mayor (Hot Section Inspection): entre 24.000–30.000 horas, enfocada en la cámara de combustión y los álabes de la sección caliente.
- Overhaul general (Major Inspection): cada 48.000 horas o más, involucra el desensamblaje completo de la turbina, reemplazo de componentes críticos y pruebas de integridad.

Kehlhofer et al. (2009) señalan que la filosofía de mantenimiento depende del tipo de turbina: las aeroderivativas requieren inspecciones más frecuentes pero con menor tiempo de indisponibilidad, mientras que las pesadas industriales tienen intervalos más largos, pero con paradas mayores. En la práctica operativa, la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2018) destaca que una gestión de mantenimiento eficiente no solo prolonga la vida útil de los equipos, sino que también incrementa la disponibilidad de potencia firme, lo cual es esencial en sistemas eléctricos con creciente penetración de energías renovables variables.

Boyce (2012) sostiene que las turbinas a gas modernas están diseñadas con componentes modulares, lo que permite reemplazar secciones completas (como el *hot section* o módulos de combustión) sin necesidad de un desensamblaje total. Esta modularidad mejora significativamente la mantenibilidad en comparación con diseños más antiguos. Las turbinas aeroderivativas tienen una alta mantenibilidad, pues sus módulos pueden ser retirados e intercambiados con relativa facilidad, reduciendo tiempos de indisponibilidad. En contraste, las turbinas industriales pesadas requieren más tiempo para intervenciones mayores, aunque sus intervalos de mantenimiento son más largos.

Tabla 2

Costos de mantenimiento de turbinas a gas

Tipo de turbina	Costo típico de mantenimiento (USD/MWh)	Costo equivalente (USD/kW-año)	Características
Aeroderivativa	6-10	50-80	Alta flexibilidad, inspecciones frecuentes; modularidad reduce tiempos de parada.
Heavy Duty	2-4	20-40	Intervalos largos de mantenimiento; paradas mayores más costosas.
Operando en ciclo combinado	3-5	30-50	Costos repartidos entre turbina a gas y vapor; mantenimiento más optimizado.

Nota. Comparativo entre tecnologías de turbinas a gas.

Desde la perspectiva operativa, la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2018) señala que la estandarización de inspecciones (menor, intermedia y mayor) facilita la planificación del mantenimiento preventivo y correctivo, reduciendo paradas no programadas. Además, la digitalización y monitoreo en tiempo real de parámetros como vibraciones, temperatura de gases de escape (EGT) y presión de combustión ha mejorado la capacidad de diagnóstico y predicción de fallas, incrementando la mantenibilidad global. En conclusión, las turbinas a gas son altamente mantenibles en comparación con otras tecnologías de generación térmica, especialmente las aeroderivativas, aunque esta ventaja está asociada a mayores costos de repuestos y a la necesidad de personal especializado.

El tema de emisiones de NOx en turbinas a gas es central porque está directamente ligado a la eficiencia de combustión, el exceso de aire y la temperatura de llama. os

óxidos de nitrógeno (NO y NO₂) se forman principalmente por el mecanismo térmico de Zeldovich, que ocurre a altas temperaturas (>1.400 °C) cuando el nitrógeno del aire reacciona con el oxígeno. En turbinas a gas, las emisiones de NO_x dependen de la temperatura de combustión, el tiempo de residencia de los gases calientes y el exceso de aire. (Kehlhofer et al., 2009)

Los Niveles típicos de emisión, para Turbinas antiguas sin sistemas de control: 80–150 ppmv (partes por millón en volumen, corregido a 15% O₂ seco). Turbinas modernas con combustión de baja emisión (Dry Low NO_x, DLN): 9–25 ppmv @15% O₂. Con sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR – Selective Catalytic Reduction): <5 ppmv. (Kehlhofer et al., 2009)

Factores que influyen

- Carga parcial: a cargas bajas aumentan las emisiones porque la combustión es menos eficiente.
- Tipo de combustible: el gas natural produce menos NO_x que diésel o fuel oil.
- Tecnología de combustión: las cámaras Dry Low NO_x (DLN) son estándar en turbinas nuevas. (Boyce, 2012)

Referente a la inversión tenemos la siguiente tabla:

Tabla 3

Valores típicos de inversión CAPEX

Tipo de turbina	Rango de costo (USD/kW instalado)	Aplicación típica
Aeroderivativa	700- 1 100	Picos de demanda, respaldo renovable, arranques rápidos.
Heavy Duty	600-1 000	Generación base o intermedia, proyectos grandes >100 MW.
Operando en ciclo combinado	1 000- 1 400	Generación base, alta eficiencia (55–62%)

Nota. Comparativo de los costos de inversión para turbinas a gas según diversos fabricantes.

2.2.5 Capacidad standard de generación

Las condiciones atmosféricas estándares definidas por la Internacional Standard Organization (ISO) en su Norma ISO 3977-2; son las siguientes: 15 °C, 60% de humedad relativa y una atmosfera de presión. (Fuentes, 2023)

La Potencia ISO en turbinas de combustión se define como la máxima potencia continua que especifica el fabricante bajo condiciones estándares. de temperatura de bulbo seco, humedad relativa y presión atmosférica. La importancia de conocer la definición de Potencia ISO, es no reportar esta potencia como la potencia instalada de la unidad si las condiciones de sitio son diferentes a las condiciones ISO. Si las condiciones ambientales del sitio donde se instalará la unidad son diferentes a las condiciones ISO, la potencia de la unidad también será diferente. (Fuentes, 2023)

Las turbinas de gas están naturalmente diseñadas para trabajar en cualquier área o región del mundo, e incluso zonas con condiciones climáticas extremas. Las turbinas deben trabajar adecuadamente en zonas polares con fríos extremos, zonas tropicales con altas humedades, desiertos, e incluso a elevadas altitudes como lo son las de aviación.

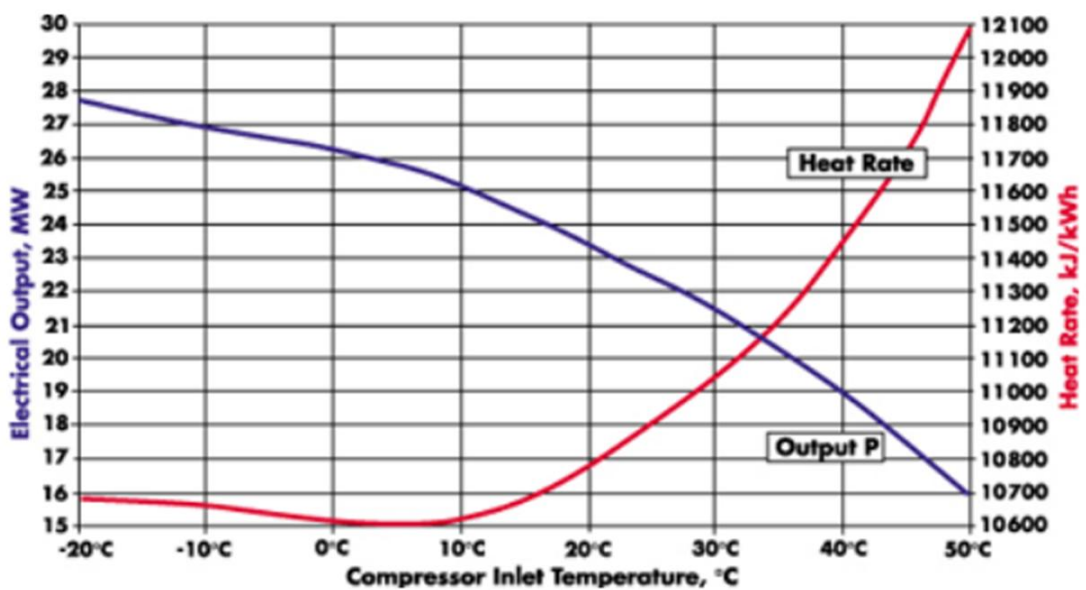
A pesar que el diseño compacto de estos equipos permite trabajar en todas las regiones descritas anteriormente, se deben prestar muchas consideraciones y adaptar estas turbinas para mantener siempre las más altas eficiencias posibles y que tengan excelente confiabilidad. Por este motivo, una de las variables principales a ser controlada será el aire de entrada a estas unidades. El funcionamiento de una turbina de gas depende directamente de la interacción de varias condiciones y propiedades presentes en el aire ambiente como lo son la temperatura, la humedad relativa y la presión. (Duque, 2016)

La influencia principal en el comportamiento de las turbinas de gas es causada fundamentalmente por la temperatura ambiente. Los efectos de la presión atmosférica y la humedad relativa ϕ , pueden ser considerados menos importantes. Si se toma como ejemplo una turbina de gas de ciclo simple, a cada variación de 1 oC se produce una variación de potencia de aproximadamente 0,5 - 0,9 % y aproximadamente 0,10 % del valor correspondiente de la norma ISO para cada 1 mbar de disminución de presión;

en el caso de la humedad relativa ϕ una variación de un 1 % conlleva un cambio menor del 0,01 % en la potencia que genera. En este caso, para condiciones que no sean las ISO, los parámetros pueden estimarse a partir del gráfico que comúnmente ofrece el fabricante, donde se muestran las curvas características de cada parámetro de trabajo en función de la temperatura del aire de entrada al compresor. (Calvo et al. 2021)

Figura 8

Comportamiento de indicadores de desempeño en función a la temperatura de admisión de aire



Nota. La imagen detalla el efecto de la temperatura del aire admitido al compresor de aire sobre el Heat Rate y la potencia efectiva de la central termoelectrica con turbinas de gas.

III. Metodología.

3.1 Método:

Ñaupas et al. (2013), indican que la investigación aplicada se orienta en emitir sustento teórico a partir de una investigación básica o pura o que se puede observar para después realizar la formulación del problema e hipótesis de la investigación y que son productivas para la sociedad. Según ello, la investigación es de naturaleza Aplicada dado que se deberán conocer los factores tal como el tipo de combustible empleado y la capacidad standard de la central de generación en la determinación del precio básico de potencia.

El procedimiento para calcular el PBP se ajusta a lo dispuesto en la LCE y su reglamento (RLCE). En términos simplificados, el procedimiento consiste en:

- Identificar la tecnología de producción de mayor eficiencia para cubrir los aumentos de demanda en las horas de máxima carga.
- Definir las instalaciones necesarias para su conexión al SEIN.
- Calcular la anualidad de la inversión tanto de la unidad de generación como de su conexión, expresada por unidad de capacidad.
- Estimar los costos fijos de operación y mantenimiento, también en términos unitarios.
- Sumar estos componentes para obtener el costo de capacidad estándar.
- Ajustar este valor según la potencia efectiva de la central de energía y su ubicación en el sistema.
- Finalmente, determinar el Precio Básico de Potencia incorporando factores como la TIF y el MRFO.

Para la Capacidad estándar de la central de punta (CE_{ISO}) y número de unidades requeridas (NUR)

La capacidad estándar de la central de punta (CE_{ISO}) es la potencia que la unidad es capaz de entregar en los bornes de alta tensión de su transformador, operando bajo las condiciones estándar establecidas por la norma ISO 2314. Este concepto permite contar con una referencia homogénea para evaluar la capacidad de generación en condiciones normalizadas.

Asimismo, la CEISO se determina dentro de un rango previamente definido. Por un lado, su valor mínimo está dado por el menor entre el 3,5% de la máxima demanda del año del sistema en el año de evaluación y el 75% de la potencia efectiva de la mayor unidad turbogas instalada.

Por otro lado, su valor máximo no puede superar la potencia efectiva de dicha unidad de mayor capacidad. De esta manera, se asegura que la capacidad estándar utilizada en los cálculos sea representativa del sistema, manteniéndose dentro de límites técnicos adecuados y consistentes con la estructura real del parque generador.

$$Min : 3,5\% * MD_{año} < CE_{ISO} < 75\% * P_{ef} \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

$MD_{año}$ = Máxima demanda anual que se proyecta para el sistema en el año en regulación.

P_{ef} = Corresponde a la potencia efectiva declarada por el COES-SINAC de la central turbogas de mayor potencia instalada y en operación dentro del sistema en el periodo de presentación de la tarifa.

La capacidad estándar de la central de punta se determina:

$$CE_{ISO} = CCBNG_{ISO} * FCTC * FCCS \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

$CCBNG_{ISO}$ = La capacidad nominal ISO, expresada en megavatios (MW), corresponde a la potencia que una unidad puede generar en operación de carga base utilizando gas natural, bajo las condiciones estándar según la norma ISO 2314. Este valor se determina como la media aritmética de los datos reportados en las cinco ediciones más recientes disponibles de la revista especializada Gas Turbine World Handbook (GTWH), considerando únicamente aquellas plantas diseñadas para operar a una frecuencia de 60 Hz. De este modo, se obtiene un parámetro representativo y estandarizado que permite comparar el desempeño de distintas unidades turbogas bajo

condiciones homogéneas, asegurando consistencia técnica en los análisis de capacidad de generación.

FCTC = Se establece un factor de ajuste asociado al tipo de combustible, cuyo valor es 0,9804 para turbinas que operan con Diesel 2. En caso de que se utilice un combustible distinto o se trate de otra tecnología de generación, dicho factor deberá recalcularse conforme a las características específicas de la unidad y del combustible empleado.

FCCS = El factor de corrección por condiciones de servicio, con un valor de 0,9876 para turbinas a gas, resulta de la combinación de diversos ajustes, como las pérdidas en los filtros de admisión, la caída de presión en el sistema de escape, el consumo en los servicios auxiliares y las pérdidas en el transformador. Si se considera otro tipo de unidad de generación, este factor deberá recalcularse de acuerdo con sus características operativas.

Inicialmente, se asume que la central de punta está conformada por una sola unidad de generación. Sin embargo, este número puede ajustarse en caso de que la capacidad estándar de dicha unidad sea inferior al límite mínimo establecido. En tal situación, el número de unidades requeridas (NUR) se determina aumentando en una unidad la parte entera del cociente entre el límite inferior de potencia estándar y la capacidad estándar vigente.

Determinación de la Anualidad de los Costos de Inversión.

Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT), Se establece en función del precio FOB del módulo de generación (FOBTG), el cual se expresa en miles de dólares estadounidenses. Dicho valor se obtiene a partir de información de mercado publicada en la revista especializada Gas Turbine World Handbook (GTWH), que sirve como referencia para determinar el costo del equipo principal de generación.

En el supuesto de no existir más de una central en la última edición disponible de la revista GTWH que se encuentre dentro de los límites y condiciones exigidos a la capacidad estándar de la unidad de punta, entonces el FOBTG será igual al promedio ponderado por el número de publicaciones de los FOBTG de cada unidad (FOBTGi)

El FOBTG_i de cada unidad se determina a partir del precio FOB del módulo de generación, el cual se calcula como el promedio de los precios de lista reportados en las cinco ediciones más recientes de la revista Gas Turbine World Handbook (GTWH) disponibles al 31 de marzo de cada año. De esta forma, se obtiene un valor representativo y actualizado del costo de suministro del equipo de generación en el mercado.

Si no se encuentran plantas comerciales en la revista GTWH dentro del rango especificado, se mantiene la potencia estándar de la central de punta utilizada en la última fijación tarifaria. En ese caso, los costos asociados a dicha planta, debidamente actualizados mediante la fórmula correspondiente, se consideran vigentes para el cálculo del PBP.

El CTICT se calcula como la suma del costo FOB de la turbina a gas (FOBTG) más un conjunto de costos adicionales asociados a su implementación. Estos incluyen, entre otros, los repuestos, el transporte y seguro marítimo, los aranceles, gastos de desaduanaje, transporte interno, obras civiles, sistemas de combustible y contra incendios, materiales eléctricos, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio. Asimismo, se incorporan los costos de supervisión, los gastos generales y utilidades del contratista, así como los intereses generados durante el período de construcción, calculados en función de la tasa TAMEX vigente al momento de la fijación tarifaria.

Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTICE)

El Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTICE)** establece en cada proceso de la determinación de la tarifa, teniendo en cuenta criterios técnicos adecuados y niveles de costos eficientes, expresándose en dólares estadounidenses.

El componente FOBCE se determina a partir de precios de referencia del mercado y debe corresponder a la alternativa de mínimo costo que permitiera la adecuada interconexión de la central de punta al SEIN.

Adicionalmente, el CTICE incorpora diversos costos asociados a la ejecución del proyecto, tales como transporte y seguro internacional, aranceles, supervisión de importaciones, gastos de desaduanaje, transporte interno, obras civiles, ingeniería,

montaje, pruebas y puesta en operación. También incluye costos de supervisión, gastos generales y los intereses generados durante el período de implementación, considerando la tasa TAMEX vigente en el periodo de fijación.

Anualidad de la Inversión (aINV)

Se expresa como costo unitario de capacidad estándar e igual a la sumatoria de la $aCTI_{CT}$ y la $aCTI_{CE}$, entre la potencia estándar de la central de punta.

Para determinar la Anualidad de la Inversión se determinara inicialmente el Factor de Recuperación de Capital (FRC):

$$FRC = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \dots \dots \dots (5)$$

Donde i es la tasa de interés definido por la LCE e igual a 12%.

Para la unidad térmica y la Conexión Eléctrica, la aINV es igual a la multiplicacion del Costo Total de Inversión por el FRC respectivo:

$$aCTI_{CT} = CTI_{CT} * FRC_{CT} \dots \dots \dots (6)$$

$$aCTI_{CE} = CTI_{CE} * FRC_{CE} \dots \dots \dots (7)$$

Luego la aINV de la central de punta se expresa como costo unitario de capacidad estándar, igual a:

$$aINV = \frac{CTI_{CT} * FRC_{CT} + CTI_{CE} * FRC_{CE}}{CE_{ISO}} \dots \dots \dots (8)$$

Calculo del Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar.

Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO)

El CFPyO incluyen los gastos necesarios para contar con el personal requerido para operar y mantener eficientemente la central, así como los beneficios laborales establecidos por la normativa vigente. También abarcan costos generales como

administración, seguros, impuestos y otros pagos fijos asociados a la operación. Estos costos se expresan en miles de dólares estadounidenses.

Los CFPyO reconocidos se determinan como la división entre los CFPyO_b y el NUR en la central:

$$CFPyO = \frac{CFPyO_b}{NUR} \dots \dots (9)$$

Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)

Los CFOyM corresponden a los gastos asociados a los repuestos de la unidad de punta que se consideran de carácter fijo. Estos dependen del régimen de operación, así como de las condiciones técnicas y necesidades de mantenimiento propias de la unidad de generación. Los CFOyM se calculan según la siguiente metodología:

Se estiman los costos actuales de operación y mantenimiento de la central de punta para distintos niveles de horas de trabajo anual, tomando como referencia las recomendaciones técnicas de los fabricantes y la tasa establecida en la normativa vigente.

- Se estiman los costos actuales de operación y mantenimiento de la central de punta para distintos niveles de horas de trabajo anual, tomando como referencia las recomendaciones técnicas de los fabricantes y la tasa establecida en la normativa vigente.
- Para cada nivel de operación, se calcula la energía generada como la multiplicación entre las horas de funcionamiento y la capacidad estándar (CEISO).
- Con esta información, se realiza un ajuste mediante regresión lineal entre los costos de operación y mantenimiento y la energía producida.
- Finalmente, el CFOyM se obtiene como el mayor valor entre cero y el intercepto resultante de dicha regresión.

Mientras se mantenga como referencia una turbina a gas como unidad de punta, el valor correspondiente se estimará considerando aquellas unidades en operación en el SEIN cuya potencia efectiva sea la más cercana a la capacidad estándar (CES)

calculada. Se toma como referencia la información técnica de una planta tipo W501D5A.

Asimismo, se evaluarán los costos asociados a los principales trabajos de mantenibilidad de la unidad, tales como la inspección mayor de combustores, la revisión del ducto de salida de gases calientes y el mantenimiento mayor.

En caso de que la planta opere con petróleo BD, se empleará una formulación específica para convertir las horas de trabajo a su equivalente en funcionamiento con gas natural.

$$EOH = a * (GBLH + g * OBLOH) + b(GPLOH + g * OPLOH) + c * NS + d * ES + e * TGH + f * TS \dots \dots \dots (10)$$

Donde:

a=1, b=3, c=20, d=400, e=0,01, f=20 y g=1,3

GBLH = Horas de operación en modo base con combustible gas = 0

OBLOH = Horas de operación en modo base con combustible BD5 = NS*HOA

GPLOH = Horas de operación a modo punta con combustible gas = 0

OPLOH = Horas de operación a modo punta con combustible diesel = 0

NS = Número de arranques normales = 200

ES = Número de arranques de emergencia = 0 T

GH = Horas de virado = 8760-GBLH-OBLOH-GPLOH-OPLH TS = Número de disparos = 0

HOA = Horas de operación p

Según la fórmula mencionada, se define el programa de mantenimiento correspondiente a distintas horas equivalentes de operación anual (EOH) en toda la vida útil de la planta, tomando como base las siguientes horas establecidas.

Mantenimientos EOH

Mayor de combustores 8 000

Ruta de gases calientes 24 000

Mantenimiento menor 48 000

Se calcula el costo actual para cada nivel de horas equivalentes de operación (EOH), considerando la tasa establecida en el Artículo 79 de la LCE y su correspondencia con un número específico de horas de operación anual.

Luego, dicho costo se convierte en su equivalente anual mediante el cálculo de la anualidad.

A partir de ello, se determina la energía generada para cada nivel de operación, multiplicando las horas por la potencia estándar.

Finalmente, se realiza una regresión entre la anualidad de los costos obtenidos y la energía producida correspondiente.

Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe)

El CFaOyMe, expresado en términos unitarios de capacidad, se obtiene al dividir la sumatoria de los CFPyO y los CFOyM entre la capacidad estándar de la planta o central o unidad de punta.

$$CFaOyMe = \frac{CFPyO + CFOyM}{CE_{ISO}} \dots \dots \dots (11)$$

Costo de Capacidad por unidad de potencia

Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar (CCUPS)

El CCUPS, definido en el literal a), numeral III del art.126 del RLCE, corresponde a la sumatoria de los costos unitarios estándar asociados a la aINV y a los CFaOyMe definidos en el procedimiento de calculo.

$$CCUPS = aINV + CFaOyMe \dots \dots \dots (12)$$

Potencia Efectiva de la unidad de punta (P_{EF})

La P_{EF} esta asociada a la capacidad de la planta teniendo en consideración las condiciones de la ubicación. Se determinara según lo siguiente:

$$P_{EF} = CE_{ISO} * FCCU \dots \dots \dots (13)$$

FCCU = El factor de corrección por ubicación, con un valor de 0,9518, ajusta la capacidad de la unidad considerando las condiciones ambientales del sitio donde opera. En el caso de turbinas a gas, este valor resulta de la combinación de factores como la temperatura ambiente, la presión atmosférica y la humedad relativa. Si se emplea otro tipo de unidad, este factor deberá recalcularse según sus características específicas.

Factor de Ubicación (FU)

El Factor de Utilización establecido en el Art. 126 del RLCE, se calcula como la relación entre la potencia estándar de la unidad (CEISO) y la potencia efectiva de la central de punta (PEF).

$$FU = \frac{CE_{ISO}}{P_{EF}} \dots \dots \dots (14)$$

Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva (CCUPE)

El CCUPE, se obtiene al ajustar el costo de capacidad por unidad de potencia estándar mediante la aplicación del factor de corrección por ubicación, con lo cual se expande los calculosen función avalores reales.

$$CCUPE = CCUPS * FU \dots \dots \dots (15)$$

Precio de la Potencia de Punta.

Precio Básico de la Potencia (PBP)

El PBP se determina a Travers del producto del CCUPE) y los factores de ajuste que incorporan la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO).

$$PBP = \frac{CCUPE * (1 + MRFO)}{1 - TIF} \dots \dots \dots (16)$$

Precio de la Potencia de Punta (PPM)

El PPM en cada barra del SEIN, se expresa en S/./kW-mes, y se calculo a través de la multiplicación del PBP por el Factor de Pérdidas de Potencia, de acuerdo al Art. 147 de la LCE.

$$PPM = F_{mensualidad} * PBP * TC * FPMP \dots \dots (17)$$

Asi tenemos:

PPM = Precio de la Potencia de Punta, en S/./kW-mes.

PBP = Precio Básico de la Potencia, en US\$/kW-año.

TC = Tasa cambiaria según SBS, en S/./US\$

FPMP = Factor de Pérdidas Marginales de Potencia. Se asume igual a 1,0 en la barra de referencia.

F_{Mensualidad} = Factor por el que se multiplica la anualidad de un valor para calcular el equivalente del mes. La tasa de actualización anual (TD) según el Artículo 79 de la LCE.

$$F_{Mensualidad} = \frac{(1 + TD)^{\frac{1}{12}} - 1}{TD} \dots \dots \dots (18)$$

3.2 Diseño de investigación:

El diseño es preexperimental se emplea para identificar relaciones de causa y efecto entre variables en una situación determinada. Además, es de tipo longitudinal, ya que analiza la evolución de dichas variables y sus interrelaciones a lo largo del tiempo.



O1: Precio básico de la potencia en condiciones actuales

O2: Precio básico de la potencia propuesta

X: Tipo de combustible y capacidad standard de la central de generación.

GE: Mercado de generación del Perú.

3.3 Población y muestra:

La población esta referida por al mercado de generación del Perú que está compuesto por un total de 109 barras de referencia, hacia las cuales se determina la unidad de generación más económica para cubrir el incremento instantáneo de potencia ante un incremento de la demanda. Según lo estipulado normativamente la barra de referencia es la Barra Lima 220 kV, donde se instalará la unidad de generación, la cual es función del histórico del incremento de la demanda en horas de potencia coincidente. De acuerdo con Ramírez (2012) el muestreo fue no probabilístico con conveniencia dado que toda la unidad de estudio es considerada como muestra.

3.4 Operacionalización de las variables:

Variable independiente: Tipo de combustible y capacidad standard.

Definición: La capacidad estándar de una central termoeléctrica depende del tipo de tecnología utilizada (vapor, ciclo combinado, motores térmicos, etc.), del combustible y del uso esperado (base o respaldo). Según el tipo de combustible, varía la eficiencia, el diseño de los equipos y las emisiones contaminantes. (Pérez & Fernández, 2021)

Indicadores:

- Potencia efectiva (MW)
- Potencia firme (MW)
- Energía anual generada media (GWH/año)
- Heat Rate (U\$/Galon BD5 o U\$/MMBtu)

Variable dependiente: Precio básico de potencia.

Definición: es el valor monetario reconocido por la disponibilidad de capacidad de generación eléctrica, independientemente de la energía efectivamente entregada. Representa el costo por garantizar la potencia firme de una unidad generadora (MW disponible), y se expresa generalmente en \$/MW-mes. (Osinergmin, 2022)

Indicadores:

- Costo variable no combustible (U\$/MWh).
- Factor de indisponibilidad (%)
- Costos de inversión (U\$)
- Costos de operación y mantenimiento (U\$/año)
- Costo unitario de combustible (U\$/ galón BD5 o U\$/MMBtu)

3.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos:

Tenemos lo siguiente:

Observación: Consiste en examinar de manera directa y sistemática hechos, comportamientos, situaciones y procesos con el fin de obtener información relevante para el estudio (Hernández et al., 2010). Esta técnica se aplica de forma selectiva y organizada, utilizando como base las fichas de operación de las unidades de generación analizadas, tanto a partir de petróleo BD5 como de gas natural, considerando variables como la potencia ISO y el heat rate.

Investigación documental: Se fundamenta en la recopilación y análisis de información técnica y económica, tanto en formato físico como digital, relacionada con la inversión y operación de las centrales de generación. Esto permite evaluar diferentes capacidades de generación y su impacto en el Precio Básico de Potencia.

En cuanto a los instrumentos de recolección de datos, se utilizan:

Registros de información, que permiten organizar y sistematizar los datos obtenidos.

Fichas de análisis documental, que facilitan la evaluación estructurada de las fuentes recopiladas.

3.6 Técnicas de análisis de resultados:

La investigación a realizar y en el análisis de datos se empleará la estadística descriptiva con el fin de encontrar relaciones entre las variables o sus efectos entre ellas. Las medidas estadísticas que permitirán validar la hipótesis de la presente investigación, se detallan a continuación:

Se hará uso de valores de tendencia central tal como el valor promedio y la mediana, la desviación estándar, y asimismo se hará uso estadístico inferencial para determinar la tendencia de grupos de valores estudiados, para ello se empleará la asimetría y la curtosis.

Se procederá a realizar lo siguiente:

- Evaluación del desempeño histórico del precio básico de potencia desde 2011 a 2025 según información del órgano regulador.
- Identificación de las variables relevantes que inciden principalmente en el modelo de cálculo del PBP.
- Determinación del efecto de la variación de la capacidad estándar de la central de generación y el tipo de combustible empleado en el procedimiento normado para determinar el PBP.
- Realización de un análisis de sensibilidad referente a la variación de indicadores relevantes en el calculo del PBP.
- Presentación de propuestas normativas al proceso regulatorio de la determinación del precio básico de potencia.

Se hará uso de hoja electrónica EXCEL para los cálculos y estimaciones estadísticas de comportamiento central y el procesador de textos WORD para la redacción del informe.

IV. Resultados y discusión.

4.1 Se presentan los resultados del precio básico de potencia desde su proceso regulatorio el año 2011 a la fecha, con la característica de que el combustible planteado para cada central de energía modelo es petróleo BD5.

Tabla 4

Comportamiento histórico de precio básico de potencia

Mayo	Abril	Resolucion	Informe GART	PBP (U\$/KW-año)	Potencia standard (MW)
2011	2012	067-2011 OS/CD	152-2011	76,26	169,03
2012	2013	057-2012 OS/CD	110-2012	83,06	171,38
2013	2014	053-2013 OS/CD	147-2013	85,18	168,01
2014	2015	067-2014 OS/CD	183-2014	79,63	169,97
2015	2016	067-2015 OS/CD	135-2015	80,97	158,74
2016	2017	074-2016 OS/CD	219-2016	76,36	174,94
2017	2018	060-2017- OS/CD	155-2017	78,45	178,03
2018	2019	056-2018- OS/CD	173-2018	78,32	181,11
2019	2020	061-2019- OS/CD	183-2019	78,70	181,11
2020	2021	068-2020- OS/CD	193-2020	76,00	182,83
2021	2022	067-2021- OS/CD	226-2021	71,02	182,83
2022	2023	057-2022- OS/CD	188-2022	70,70	182,83
2023	2024	056-2023- OS/CD	248-2023	73,13	182,83
2024	2025	051-2024- OS/CD	210-2024	75,17	182,51
2025	2026	048-2025- OS/CD	225-2025	74,22	183,58

Nota. Informacion obtenida de Osinergmin dentro de los periodos 2011-2025

El valor mínimo del precio básico de potencia se obtuvo el año 2022 con un valor de 70,70 U\$/kW-año , el cual es la consecuencia de la reduccion de este valor desde el año 2020

como resultado de la inserción de centrales RER. Mientras que el valor mayor se alcanzó el año 2013.

En la tabla 5 se presentan la evolución de los 4 componentes que forman el precio básico de potencia, donde el 77,7% en promedio dependen del costo de la unidad de generación de energía, en este caso una turbina a gas ciclo simple que opera con petróleo BD5. Este componente ha variado entre 78,9% a 76,2%. El 10,7 % representa gastos de personal, el 7,8% representa costos de operación y mantenimiento y tan solo el 3,8% representa el costo de la conexión eléctrica.

Tabla 5

Comportamiento histórico de los componentes del precio básico de potencia

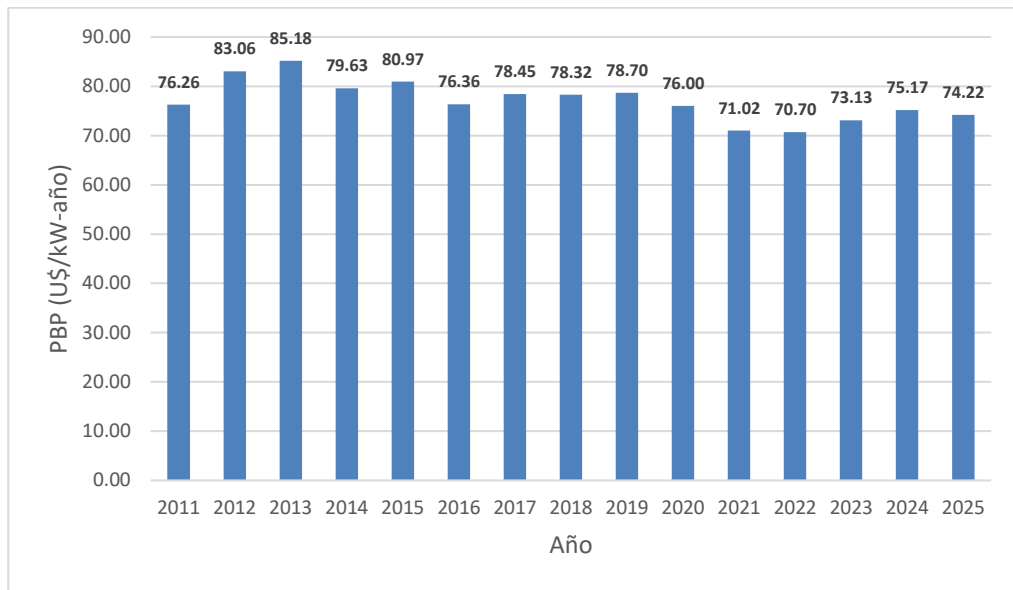
Mayo	Abril	Unidad de generación	Conexión Eléctrica	Personal	Operación y Manten.
2011	2012	76,2%	5,2%	11,0%	7,7%
2012	2013	76,9%	4,6%	10,8%	7,6%
2013	2014	77,6%	4,0%	10,8%	7,6%
2014	2015	78,3%	3,7%	10,6%	7,4%
2015	2016	77,5%	3,6%	10,9%	7,9%
2016	2017	78,5%	3,5%	10,6%	7,5%
2017	2018	78,6%	3,3%	10,6%	7,5%
2018	2019	78,8%	3,3%	10,5%	7,5%
2019	2020	78,9%	3,2%	10,4%	7,5%
2020	2021	78,3%	3,3%	10,6%	7,8%
2021	2022	77,8%	3,3%	10,8%	8,1%
2022	2023	77,4%	3,5%	10,8%	8,3%
2023	2024	76,4%	4,3%	10,7%	8,5%
2024	2025	77,0%	4,1%	10,5%	8,3%
2025	2026	77,2%	4,1%	10,4%	8,3%
Promedio		77,7%	3,8%	10,7%	7,8%

Nota. Información obtenida de Osinergmin dentro de los periodos 2011-2025

En la figura 9 se presentan la evolución histórica del precio básico de potencia desde el año 2011 a la fecha. Con un valor de 76,26 U\$/kW-año el año 2011 y un valor de 74,22 U\$/kW-año el año 2025, el cual en un lapso de 15 años se ha reducido un valor de 2,04 U\$/kW-año, un total de 2,67%.

Figura 9

Comportamiento anual del precio básico de potencia 2011-2025



Nota. Información obtenida de Osinerghmin dentro de los periodos 2011-2025

4.2 **Parámetros relevantes del precio básico de potencia.**

Realizando una revisión al procedimiento del precio básico de potencia, en este caso a la Resolución N° 260-2004-OS-CD y sus modificaciones:

Resolución N° 383-2006-OS-CD.

Resolución N° 525-2007-OS-CD.

Resolución N° 060-2018-OS-CD.

Tenemos lo siguiente:

- Con respecto a la capacidad standard, según el numeral 6.3.2 :”... La capacidad estándar de la unidad de punta será al menos el menor valor entre el de 3,5% de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta y el 75% de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite inferior). Asimismo, será a lo más igual a la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite superior)...”.

Para el proceso regulatorio 2025-2026: la máxima demanda anual proyectada es de 8 085 MW (pagina 21 del Informe N°225-2025-GART)

Valor máximo : la potencia de la central de generación turbo gas sería como máximo es 282,98 MW. (3,5 % de la máxima demanda)

Valor mínimo : La Central turbo gas de mayor capacidad instalada es la TG N° 4 de la Central Nodo Enegetico del Sur Puerto Ilo NEPI de 206,5 MW.

Límite inferior de la TG N°4 (75 % de carga)= $206,5 \times 0,75 = 154,9$ MW

Límite inferior de la TG N°4 (100 % de carga) = $206,5 \times 1 = 206,5$ MW

Según el acápite 6.3.3 "...con lo cual la designación de la potencia varía entre 154,9 a 206,5 MW, sujeto a Capacidad nominal ISO (en MW), en carga base con gas natural, a condiciones estándar ISO 2314, obtenida como el promedio aritmético de las **últimas cinco ediciones disponibles** de la revista GTWH, considerando unidades que operen con una frecuencia de 60 Hertz...".

Además "...en caso de existir más de una unidad en la última edición disponible de la revista GTWH que se encuentre dentro de los límites y condiciones exigidos en los numerales 6.3.2 y 6.3.3, entonces la capacidad estándar de la unidad de punta será igual al promedio ponderado por el número de publicaciones de las capacidades estándar de cada unidad

En este caso se tomo los valores de:

Turbina de gas SGT5-2000E

Turbina de gas AE94.2K

En este caso existe una dependencia de su publicación de los últimos años:

Tabla 6

Información estadística Revista GTWH 2020-2021

EDICIÓN REVISTA GTWH (1)	SGT5- 2000E miles USD	Potencia Base ISO MW	AE94.2K miles USD	Potencia Base ISO MW
GTWH 2020	42 000,00	187,00	41 500,00	190,00
GTWH 2021	42 000,00	187,00	41 000,00	190,00
GTWH 2022	44 000,00	187,00	42 500,00	190,00
GTWH 2023	47 000,00	187,00	45 700,00	190,00
GTWH 2024	48 300,00	198,00	47 250,00	190,00
Promedio	44 660,00	189,20	43 590,00	190,00

Nota. Información obtenida de Osinermin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP.

Por lo tanto la potencia de la unidad de base es :

$$\text{Capacidad nominal}_{ISO} = \frac{(189,20 * 5) + (190,00 * 5)}{5 + 5} = 189,60 \text{ MW}$$

Ademas existe la dependencia de la capacidad estándar de 2 factores definidos por la

FCTC= Factor de corrección según tipo de combustible, igual a 0,9804 para el caso de turbinas a gas que operen con petróleo BD2. En el supuesto cambio del combustible o el tipo de unidad se deber establecer el valor aplicable según el caso en particular. El factor de corrección por tipo de combustible ajusta el desempeño de la turbina cuando opera con un combustible distinto al de diseño. Para turbinas a gas que operan con Diésel 2, dicho factor es de 0,9804, lo que representa una reducción aproximada del 1,96 % en la potencia efectiva y eficiencia respecto a su operación con gas natural. En este caso si optaramos por tener como combustible gas natural el FCTC es 1.

FCCS= El factor de corrección por condiciones de servicio (0,9876) ajusta la capacidad de la unidad considerando pérdidas operativas propias de su funcionamiento. En el caso de turbinas a gas, resulta de la combinación de factores asociados a pérdidas en filtros de aire, caída de presión en el sistema de ducto de salida de gases, potencia de los servicios auxiliares y pérdidas en el trafo.

Al asumirse que esta en Lima se tiene en cuenta lo siguiente:

Regla práctica usada para correcciones (estimaciones conservadoras cuando no hay curvas OEM) para diversos fabricantes:

Derating por altitud: $\approx 1.0 \%$ por cada 100 m sobre 100 m de referencia.

Derating por temperatura: $\approx 0.1 \%$ por cada 1 °C por encima de 15 °C (estimación conservadora usada aquí para motores/turbinas en régimen típico).

Condiciones ISO : T= 15°C , Altitud= 100 msn,

Condiciones Lima: T = 20°C, Altitud= 197 msn (Barra de Santa Rosa 500 kV)

Correccion por altitud:

Convertimos a porcentaje con 1.0 % por 100 m:

$$54 \text{ m} \rightarrow \frac{197-100}{100} \times 1.0\% = 0.97\%.$$

En forma decimal de pérdida: 0.0097.

Correccion por temperatura:

Temperatura sitio = 20 °C → diferencia respecto a ISO = 20 – 15 = 5 °C.

Regla asumida: 0.1 % por °C → 5 °C → 5 × 0.1% = 0.5%.

En forma decimal de pérdida: 0.0050.

Por lo tanto:

$$FCCS = 1 - (0,0097 + 0.005) = 0,9853$$

El cual difiere sustancialmente del valor de 0,9876 (en un valor de 0,23 %)

Por lo tanto la capacidad estándar es de :

$$CE_{ISO} = 189,60 * 0.9853 * 09804 = 183,15 \text{ MW}$$

La capacidad estándar del proceso 2025-2026 considerado ha sido= 183,58 MW.

Con lo cual existe una influencia en el costo de la instalación de:

Numero de años tomados como referencia.(05)

Valor de la capacidad estándar.

Ahora si se toma como combustible gas natural el valor de FCTC aumenta a un valor de 1, con lo cual el costo de la central de energia se incrementa.

- En el informe de la Consultora M&D para la determinacion del precios en barra 2025-2026, indica que:

Los costos de los repuestos iniciales dependen del precio FOB de la central termoelectrica (que depende de su capacidad estándar) con un valor del 2,5% del precio FOB de la unidad seleccionada.

El gasto por desaduanaje es el 0.8% del precio CIF (suma del precio FOB, los repuestos iniciales, barras del generador e interruptores de circuito, grúa turbina e instrumentación, y el transporte marítimo y seguros).

El precio de compra de combustible para las pruebas de puesta en marcha, el costo del generador al realizar las pruebas necesarias para ingresar en operación en el sistema, es función de una operación de 90 horas en promedio estadística, lo cual es distinto si la máquina opera con gas natural o petróleo BD5, y teniendo en cuenta los valores de costo variable combustible para el proceso regulatorio 2025-2026 en el cuadro 3.1

Costo variable combustible TG8 Santa Rosa = 39,62U\$/MWh

Costo variable combustible TG 1, 2 o 3 NEPI = 217,95 U\$/MWh con un precio unitario en Ilo 2,55 U\$/galón y un precio en Callao de 2,42 U\$/galón (Cuadro 3.9 del informe 225-2025-GART se tiene un costo unitario corregido de 206,83 U\$/MWh.

Con lo cual la influencia por el costo de adquisición de combustible (gas natural por petróleo BD5 es significativo.

- Con respecto a la conexión eléctrica está establecido 4% del costo FOB de igual manera se aplica para las unidades de generación de la Central Térmica.

4.3 Efecto de la variación de la capacidad standard y del tipo de combustible.

Se presentan los siguientes casos:

- Según el cambio de combustible para la unidad estándar.
- Según la información estadística de 6,7,8,9 y 10 años con petróleo BD5 y gas natural.
- Tomando en consideración solo el valor del menor de la información de la revista GTHW con petróleo BD5 y gas natural.

4.3.1 Para el caso de cambio de combustible de la unidad estándar.

Consideración inicial: Capacidad estándar de 183,15 MW.

Para el valor FOB de la instalación se toma en cuenta los valores de la tabla 6

$$\text{Precio FOB}_{CTG} = \frac{(5 * 44\ 660) + (5 * 43\ 590)}{5 + 5} = 44\ 125 \text{ miles U\$}$$

FCTC = 1

FCCS = 0,9853

Se tienen el calculo de los 4 componentes del precio básico de potencia tomando en cuenta la estructura de costos del Informe N° 225-2025-GART.

a. Componente de Costos para la Unidad de generacion.

Tabla 7

Componente de costos de la unidad de generacion con valor de FCCS igual a 0,9853

N°	COSTOS DE CENTRAL TERMICA	Factor	Moneda extranjera (Miles U\$)	Moneda nacional (Miles U\$)	TOTAL (miles U\$)
1	Precio FOB		44 125,00		44 125,00
2	Repuestos para la puesta en operación	2,50%	1 103,13		1 103,13
3	Transporte y Seguro por mar	4,00%	1 765,00		1 765,00
4	Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
5	Gastos en aduanas	0,80%		375,95	375,95
6	Transporte terrestre			226,67	226,67
7	Montaje mecánico electrico		771,04	1 205,49	1 976,53
8	Pruebas y puesta en operacion			546,88	546,88
9	Supervisión		350,37	524,79	875,15
10	Gestiones de compra de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
11	Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
12	Obras de carácter civil			1 986,33	1 986,33
13	Suministro de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
14	Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
15	Gastos Generales - Utilidad			1 346,46	1 346,46
16	Intereses Durante la Construcción	6,40%	3 081,03	538,68	3 619,71
	Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica CTI _{CT}		51 195,56	8 950,89	60 146,46

Nota. Elaboracion propia con base a informacion de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP.

Las variaciones con respecto al Informe N° 225-2025-GART Excel PBP, están en los ítem referente a los pruebas de puesta en marcha, gastos generales (utilidad del contratista) e intereses durante la construcción.

En el calculo de la Potencia efectiva de la unidad de generacion , que depende de la capacidad estándar de 183,15 MW y del factor FCCU (igual a 0,9518, para el caso de una central con turbina a gas resulta de multiplicar los factores de corrección por temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa, según la ubicación de la unidad de punta)

$$CE_{ISO} = 189,60 * 1 * 0.9853 = 186,81 \text{ MW}$$

$$P_{ef} = CE_{ISO} * FCCU = 186,81 * 0,9518 = 177,81 \text{ MW}$$

Los costos por pruebas de puesta en marcha están asociados a los costos del combustible empleado en la pre-operación de la central de energia.

El tem 8 de la tabla 7 es igual a 546 880 U\$.

Para ello se tiene en cuenta la relación de CVC de:

Costo variable combustible TG8 Santa Rosa = 39,62U\$/MWh

Costo variable combustible TG 1, 2 o 3 NEPI = 217,95 U\$/MWh

$$\text{Costos por pruebas puesta en marcha}_{117,81} = \frac{546\ 880 * 39,62}{217,95} = 99\ 414 \text{ U\$}$$

Los gastos generales dependen del indicador BUILDRE'S RISK INSURANCE (IEi) también llamado Seguro de Riesgos de Construcción, es un seguro especializado que protege una obra en construcción frente a daños físicos que puedan ocurrir durante la ejecución del proyecto. Para ello se ha tomado en cuenta los valores de:

Empresa Kallpa TG1 (actuando como ciclo simple)= 930,766 miles U\$.con potencia efectiva de 176,80 MW. Con un indicador especifico de:

$$IE1 = \frac{930'766\ 000}{176,80} = 5\ 265 \text{ U\$/MW}$$

Empresa Orygen TG8 Santa Rosa (ciclo simple)= 676,069 miles U\$.con potencia efectiva de 199,83 MW. Con un indicador especifico de:

$$IE1 = \frac{676'069\ 000}{199,83} = 3\ 383 \text{ U\$/MW}$$

El valor promedio del BUILDRE'S RISK INSURANCE es:

$$IE = \frac{5\,265 + 3\,383}{2} = 4\,324 \text{ U\$/MW}$$

Luego tenemos que los gastos generales del contratista se determina por el siguiente calculo:

$$\begin{aligned} \text{BUILDRE'S RISK INSURANCE}_{177,81 \text{ MW}} &= 177,81 \text{ MW} * 4\,324 \frac{\text{U\$}}{\text{MW}} \\ &= 768'820\,000 \text{ U\$} = 768\,820 \text{ miles U\$} \end{aligned}$$

Para hallar los gastos generales se tiene en cuenta:

$$\begin{aligned} \text{Gastos generales}_{177,81 \text{ MW}} &= 0,1 \\ &* \sum \text{Costos de Transporte local} \\ &+ \text{Costos montaje electromecanico} + \text{Costos obras civiles} \\ &+ \text{Costos de suministro contraincendio} \\ &+ \text{Costo de suministro de sistema de combustible} \\ &+ \text{BUILDRE'S RISK INSURANCE}_{177,81 \text{ MW}} \end{aligned}$$

Donde los costos se obtienen de la tabla 7.

$$\begin{aligned} \text{Gastos generales}_{177,81 \text{ MW}} &= 0,1 \\ &* \sum \text{Costos de Transporte local} \\ &+ \text{Costos montaje electromecanico} + \text{Costos obras civiles} \\ &+ \text{Costos de suministro contraincendio} \\ &+ \text{Costo de suministro de sistema de combustible} \\ &+ \text{BUILDRE'S RISK INSURANCE}_{177,81 \text{ MW}} \end{aligned}$$

$$\text{Gastos generales}_{177,81 \text{ MW}} = 1\,361,53 \text{ miles U\$} = 1'361\,530 \text{ U\$}$$

Para el calculo de los interés de la construcción se tiene la siguiente modificación al proceso, y teniendo en cuenta la variación en el item 15 de la tabla 7, el valor del tem 16 es la sumatoria delos item 1 al 14 multiplicado por el factor de interés de la construcción 6,4%. Por lo tanto la tabla 7 queda modificada de la siguiente manera:

Tabla 8

Componente de costos de la unidad de generacion con gas natural

COSTOS DE CENTRAL TERMoeLECTRICA	Factor	Moneda extranjera (Miles U\$)	Moneda nacional (Miles U\$)	TOTAL (miles U\$)
Precio FOB		44		44 125,00
		125,00		
Repuestos iniciales para la puesta en operación	2,50%	1 103,13		1 103,13
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 765,00		1 765,00
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de aduanas	0,80%		375,95	375,95
Transporte terrestre			226,67	226,67
Montaje mecánico electrico		771,04	1	1 976,53
			205,49	
Pruebas y puesta en operacion			99,42	99,42
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de compra de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1	1 986,33
			986,33	
Suministro de sistema de combustible (incluye monitore continuo de emisiones)			1	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			528,23	
Gastos Generales - Utilidad del Contratista			209,33	209,33
			1	1 361,53
			361,53	
Intereses Durante la Construcción	6,40%	3 081,03	510,99	3 592,02
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrica CTI _{CT}		51	8	59 686,38
		195,56	490,81	

Nota. Elaboracion propia con base a informacion de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP.

Seguidamente se calcula la aINV de la central termoelectrica:

Factor de recupero del capital según la ecuacion 5:

Tiene en cuenta lo dispuesto por la ley de concesioners elecxtlicas:

n= 20 años.

i= 12 %

$$FRC = 13,39\%$$

Por lo tanto la anualidad de la inversión según la ecuación 6 es:

$$aCTI_{CT} = 59'686\ 38 * 0.1339 = 7'990\ 740\ U\$/año$$

El componente del PBP de la central termoelectrica es:

$$CCTPBP_{177,81} = \frac{aCTI_{CT}}{P_{ef}} = \frac{7'990\ 740\ U\$/año}{177\ 810\ kW} = 44,94 \frac{U\$}{kW - año}$$

b. Componente de la conexión eléctrica:

Se tiene la Tabla 9 con los ítems conformantes de la conexión eléctrica:

Tabla 9

Componente de costos de la conexión eléctrica con valor de FCCS igual a 0,9853

N°	CONEXIÓN ELÉCTRICA	FACTOR	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
1	Precio FOB		2 792,11		2 792,11
2	Transporte por mar y Seguro	4,00%	111,68		111,68
3	Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
4	Gastos de aduanas	0,80%		23,23	23,23
5	Transporte terrestre			20,80	20,80
6	Obras civiles			40,89	40,89
7	Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
8	Supervisión			53,40	53,40
9	Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
10	Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
	Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

Nota. Elaboración propia con base a información de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP.

Se tiene una relación de 2'792 108,93 U\$ para una Potencia inicial de 174,7 MW (área el procedimiento 2025-2026 según Informe N° 225-2025-GART Excel PBP).

Por lo tanto el precio FOB de la conexión eléctrica es 2'841 654,08 U\$ para una potencia de 177,8 MW.

Esto afecta a los ítems 2 y 4 ,a si como el item 10 asociado a los interés durante la construcción los cuales representan el 6,40% de la sumatoria de ítems desde el 1 al 9.

Asi tenemos para el item 2, Transporte y Seguro Maritimo:

$$\text{Costo transporte y seguro maritimo}_{CE} = 2'841\ 654,08 * 0.04 = 113\ 670\ U\$$$

Para el item 4, gastos de desaduanaje:

$$\text{Gastos de desaduanaje}_{CE} = 2'841\ 654,08 * 0.008 = 23\ 640\ U\$$$

Para el item 10 interes durante la construcción:

$$\begin{aligned} & \text{Intereses durante la construccion}_{CE} \\ & = \text{Precio FOB} + \text{Costo transporte y seguro maritimo}_{CE} \\ & + \text{Gastos de desaduanaje}_{CE} + \text{Costos transporte local}_{CE} + \text{Obras civiles}_{CE} \\ & + \text{Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local}_{CE} \\ & + \text{Supervision}_{CE} + \text{Gastos generales}_{CE} \end{aligned}$$

Se tiene la siguiente tabla con resultados:

Tabla 10

Componente de costos de la conexión eléctrica con gas natural

N°	CONEXIÓN ELECTRICA	FACTOR	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
1	Precio FOB		2 841,65		2 841,65
2	Transporte por mar y Seguro	4,00%	113,67		113,67
3	Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
4	Gastos de aduanas	0,80%		23,64	23,64
5	Transporte terrestre			20,80	20,80
6	Obras civiles			40,89	40,89
7	Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
8	Supervisión			53,40	53,40
9	Gastos Generales – Utilidades del Contratista			26,30	26,30
10	Intereses en la Construcción (1)	6,40%	189,24	20,04	209,28
	Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 144,57	332,97	3 477,54

Nota. Elaboracion propia con base a informacion obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP.

Seguidamente se determina la aINV de la conexión eléctrica. Se tiene en cuenta lo dispuesto por la ley de concesioners eléctricas:

n= 30 años.

i= 12 %

$$FRC = 12,41\%$$

Por lo tanto la anualidad de la inversión según la ecuación 6 es:

$$aCTI_{CT} = 3'477\,540 * 0,1241 = 431\,710 \text{ U\$/año}$$

El componente del PBP de la conexión eléctrica es:

$$CCEPBP_{177,81} = \frac{aCTI_{CT}}{P_{ef}} = \frac{431\,710 \text{ U\$/año}}{177\,810 \text{ kW}} = 2,43 \frac{\text{U\$}}{\text{kW} - \text{año}}$$

c. Componente de personal.

Con respecto a los costos fijos de personal, el valor del seguro multirriesgo se altera debido a los costos de la central termoelectrónica y de su conexión eléctrica.

Tabla 11

Componente de costos fijos de personal con valor de FCCS igual a 0,9853

Descripción	Cant	Sueldo bruto USD/mes	Sueldobruto USD/año
Gerente o Jefe de planta	1	3,902	46,828
Gerente de Operaciones	1	2,963	35,559
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2,963	35,559
Jefe de turno	2	2,414	57,944
Operadores	4	1,310	62,868
Supervisor mecánico	1	2,414	28,972
Supervisor eléctrico	1	2,414	28,972
Personal de mantenimiento	4	1,310	62,868
Personal SOSSMA	1	1,200	14,400
Personal de vigilancia	11	500	66,000
Total anual			439,970
Leyes sociales	43,75%		192,487
Gastos generales	30%		131,991
Seguro de riesgo			317,853
Total anual			1,082,300

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinermin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP.

El valor del seguro multirriesgo es función de:

$$\text{Seguro multirriesgo}_P = (CTI_{CT} + CTI_{CE}) * 0,005$$

$$\text{Seguro multirriesgo}_P = (59'686\ 38 + 3'477\ 540) * 0,005 = 315\ 820\ \text{U\$}$$

Tabla 12

Componente de costos fijos de personal con gas natural

Descripción	Cant	Sueldo bruto U\$/mes	Sueldobruto U\$/año
Gerente o Jefe de planta	1	3,902	46,828
Gerente de Operaciones	1	2,963	35,559
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2,963	35,559
Jefe de turno	2	2,414	57,944
Operadores	4	1,310	62,868
Supervisor mecánico	1	2,414	28,972
Supervisor electrico	1	2,414	28,972
Personal de mantenimiento	4	1,310	62,868
Personal SOSSMA	1	1,200	14,400
Personal de vigilancia	11	500	66,000
Total anual			439,970
Leyes sociales	43,75%		192,487
Gastos generales	30%		131,991
Seguro de riesgo			315,820
Total anual			1'080,267

Nota. Elaboracion propia con base a informacion de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP.

El componente del PBP de los costos de personal es:

$$CPPBP_{177,81} = \frac{\text{Costos fijos de personal}}{P_{ef}} = \frac{1'080\ 267\ \text{U\$/año}}{177\ 810\ \text{kW}} = 6,07 \frac{\text{U\$}}{\text{kW} - \text{año}}$$

d. Componente de operación y mantenimiento.

Según la informacion obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel CFNC-PBP. Costo fijo no combustible (Ver Tabla en los Anexos) , el valor del costo de operación y mantenimiento con petróleo diesel BD5. del proceso regulatorio es 870 160 U\$.

Para los cambios a la componente vigente, se tiene en cuenta los valores de la tabla N°3.11 del Informe 225-2025-GART, en los cuales se tienen los siguientes valores de los Costos variables No Combustibles de las Centrales Termicas del SEIN, así tenemos:

Costo variable no combustible TG8 Santa Rosa = 2,335 U\$/MWh

Costo variable no combustible TG 1, 2 o 3 NEPI = 2,231 U\$/MWh

Se tiene el costo de operación y mantenimiento asociado a los arranques y al mantenimiento de la central termoelectrica.

$$\text{Costo de operacion y mantenimiento}_{177,81} = \frac{2,231 * 870\ 160}{2,335} = 831\ 403\ U\$$$

El componente del PBP de los costos de operación y mantenimiento es:

$$\begin{aligned} COyMPBP_{177,81} &= \frac{\text{Costo de operacion y mantenimiento}_{177,81}}{P_{ef}} = \frac{831\ 403\ U\$/año}{177\ 810\ kW} \\ &= 4,67 \frac{U\$}{kW - año} \end{aligned}$$

e. Seguidamente se aplican los factores correspondientes al factor de indisponibilidad media FIM compuesta por la Tasa de Indisponibilidad de la central de punta del SEIN y el margen de reserva firme objetivo del sistema. Según Resolución N° 026-2025-OS/CD que fija para el periodo 01 de mayo 2025 hasta el 30 de abril de 2029, el valor del TIF en 3,54% y el MRFO en 19,93%.

Se tiene en cuenta el siguiente resultado:

$$PBP_{Sin\ FM} = CCTPBP_{177,81} + CCEPBP_{177,81} + CPPBP_{177,81} + COyMPBP_{177,81}$$

$$PBP_{Sin\ FM} = 44,94 + 2,43 + 6,07 + 4,67 = 58,11 \frac{U\$}{kW-año} :$$

Aplicandose la ecuacion 16:

$$PBP_{con\ FM} = \frac{58,11 * (1 + 0,1993)}{1 - 0,0354} = 71,88 \frac{U\$}{kW - año}$$

f. Seguidamente se tiene el resumen de los componentes del PBP empleando gas natural:

Tabla 13

Componentes del PBP con gas natural

	CCTPBP	CCEPBP	CPPBP	COyMPBP	PBP
Sin FM	44,94	2,43	6,07	4,67	58,11
Con FM	55,59	3,01	7,51	5,78	71,88
Porcentaje	77,3%	4,2%	10,4%	8,0%	100,0%

Nota. Elaboracion propia.

Se tiene un valor de 71,88 U\$/kW-año , en el cual el mayor componente es el costo de la central termoelectrica con 77,3% , seguido del costo del personal con 10,4% , siendo el menor componente los costos de la conexión electrica con 4,2%.

4.3.2 Comparativo entre los PBP fijado y los propuestos con cambio de combustible:

Se tiene en cuenta los siguientes casos:

- Caso 1:Según proceso regulatorio vigente(con petróleo BD5 un FTCC igual a 0,9804 y un FCCS igual a 0,9876)
- Caso 2:Según proceso regulatorio vigente(con petróleo BD5 un FTCC igual a 0,9804 y con FCCS igual a 0,9853).
- Caso 3:Según calculo realizado considerando un FCTC igual a 1 y FCCS igual a 0,9853.

Tabla 14

Benchmarking entre los PBP con gas natural y petróleo BD5.

Casos	CCTPBP (U\$/kW- año)	CCEPBP (U\$/kW- año)	CPPBP (U\$/kW- año)	COyMPBP (U\$/kW- año)	PBP (U\$/kW- año)	Capacidad estándar CE _{iso} (MW)	Potencia efectiva (MW)
Caso 1	57,30	3,02	7,7	6,19	74,22	183,58	174,7
Caso 2	57,29	3,03	7,70	6,20	74,21	183,15	174,3
Caso 3	55,59	3,01	7,51	5,78	71,88	186,81	177,8

Nota. Elaboracion propia.

Se presenta una mejora de 3,2% del precio básico de potencia con respecto al proceso regulatorio vigente 2025-2026 en un valor de 2,34 U\$/kW-año, según los cálculos realizados cuando se opta por tener como combustible base al gas natural en reemplazo del petróleo BD5, siendo los mas significativos la reduccion en los componentes de costos de la central termoelectrica y los costos de operación y mantenimiento,

independientemente que el valor de la capacidad estándar se ha incrementado en 1,76% de la propuesta con gas natural con el valor vigente en un valor de 3,1 MW.

Tabla 15

Benchmarking sobre la variación entre los PBP con gas natural y petróleo BD5.

Casos	PBP (U\$/kW- año)	Capacidad estándar CE ISO (MW)	Potencia efectiva (MW)	Variación del PBP (%)	Aumento de la capacidad estándar con referencia al caso 3 (%)
Caso 1	74,22	183,58	174,7	3,2%	1,76%
Caso 2	74,21	183,15	174,3	3,1%	2,01%
Caso 3	71,88	186,81	177,8		

Nota. Elaboración propia.

Del mismo modo el aplicar un factor FCCS de 0,9853 en vez del valor de 0,9876 , sin cambiar el combustible de la determinación del PBP , permite reducir el PBP en 0,01 U\$/kW-año y una reducción de la capacidad estándar de 0,43 kW.

4.4 Efecto del cambio de metodología.

Se tiene en cuenta los siguientes casos:

- Caso 1: Según proceso regulatorio vigente (con petróleo BD5 un FTCC igual a 0,9804 y un FCCS igual a 0,9876)

Caso 1.1: Modelo SGT5-2000E -Estadística 5 años

Caso 1.2: Modelo AE94.2K. Estadística 5 años

Caso 1.3: Promedio entre Modelo SGT5-2000E y Modelo AE94.2K. Estadística 10 años.

Caso 1.4: Modelo SGT5-2000E -Estadística 10 años

Caso 1.5: Modelo AE94.2K. Estadística 10 años

- Caso 2: Según proceso regulatorio vigente (con petróleo BD5 un FTCC igual a 0,9804 y con FCCS igual a 0,9853).

Caso 2.1: Modelo SGT5-2000E -Estadística 5 años

Caso 2.2: Modelo AE94.2K. Estadística 5 años

Caso 2.3: Promedio entre Modelo SGT5-2000E y Modelo AE94.2K. Estadística 10 años.

Caso 2.4: Modelo SGT5-2000E -Estadística 10 años

Caso 2.5: Modelo AE94.2K. Estadística 10 años

- Caso 3: Según cálculo realizado considerando un FCTC igual a 1 y FCCS igual a 0,9853 con gas natural.

Caso 3.1: Modelo SGT5-2000E -Estadística 5 años

Caso 3.2: Modelo AE94.2K. Estadística 5 años

Caso 3.3: Promedio entre Modelo SGT5-2000E y Modelo AE94.2K. Estadística 10 años.

Caso 3.4: Modelo SGT5-2000E -Estadística 10 años

Caso 3.5: Modelo AE94.2K. Estadística 10 años

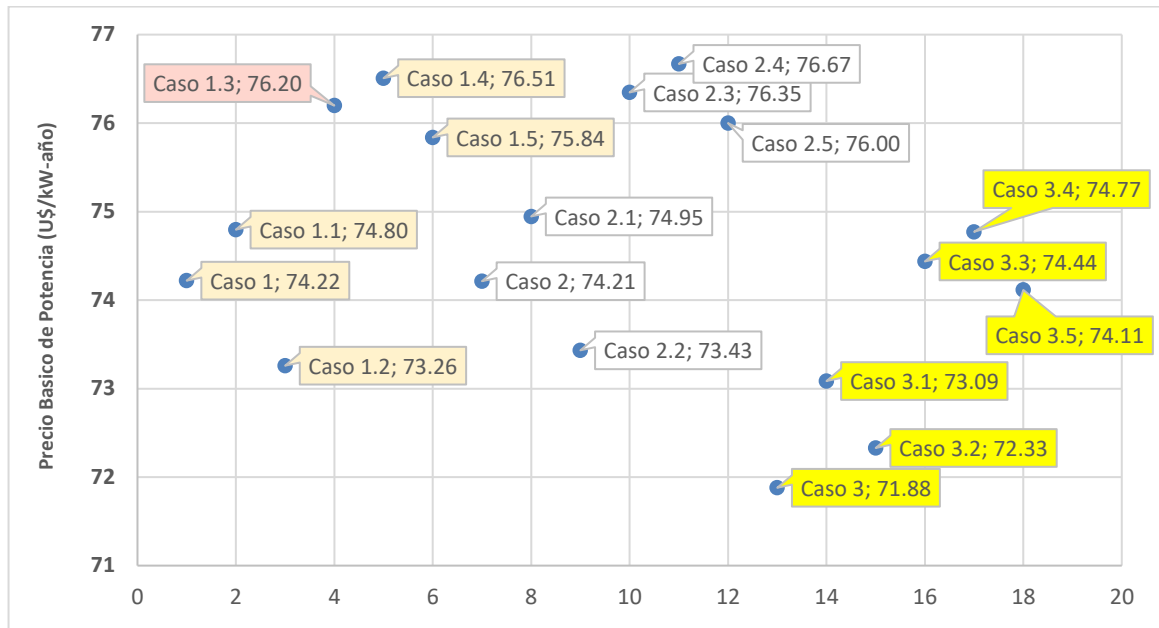
Se presenta la figura 9, mediante un digrama en el que se representa los valores del precio básico de potencia, en donde los 6 casos propuestos con gas natural presentan los menores valores del precio básico de potencia. Siendo el menor valor de 71,88 U\$/kW-año para el Caso 3, siendo mucho menor al valor promedio de los últimos 15 años, y el menor valor de esa serie de 74,77 U\$/kW-año del caso 3.4.

El caso 2,4 presenta el valor mas alto del PBP con un valor de 76,67 U\$/kW-año.

Para la serie asociado al valor actual del proceso regulatorio, este ultimo se puede mejorar según el resultado obtenido por el caso 1.2 desde 74,22 a 73,26 U\$/kW-año.

Figura 10

Valores de PBP para diversos casos propuestos.



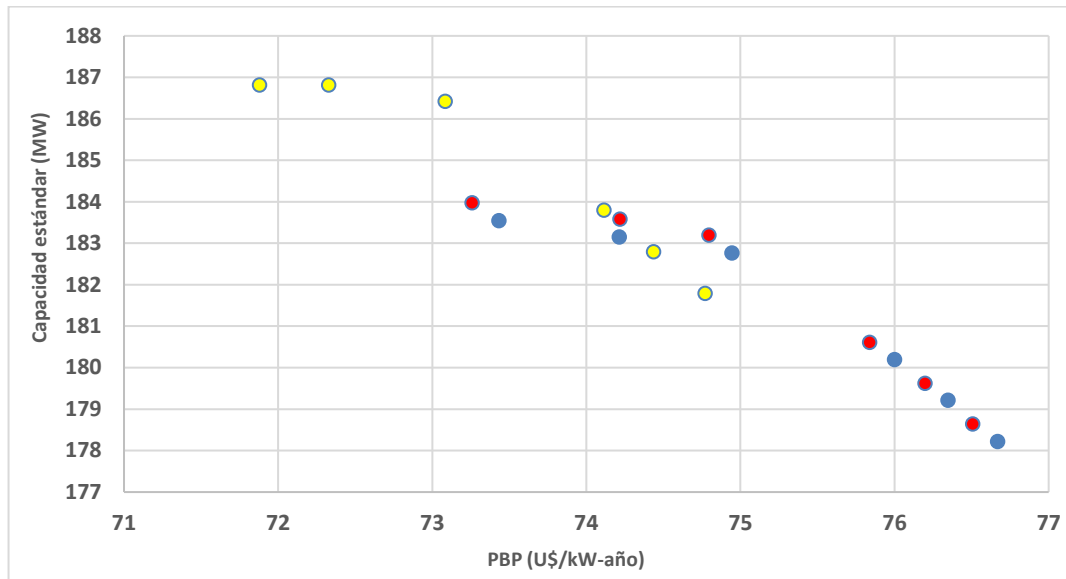
Nota. Elaboracion propia con base a informacion de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP.

Seguidamente se presenta la figura 10 donde se relaciona las variables del presente informe el cual es el PBP y la capacidad estándar de la unidad de generación de energía, donde se presentan los casos con gas natural y petróleo BD5. En el cual el caso 3, empleando gas natural como combustible y con una capacidad estándar de la unidad de generación de energía con turbina de gas de 186,81 MW, se obtiene el menor valor del precio básico de potencia con una reducción de 3,2% con referencia al valor vigente en el proceso regulatorio 2025-2026 el cual presenta un valor de 74,22 U\$/kW-año, el cual tiene como base una central térmica turbogas que opera con petróleo BD5 y con una capacidad estándar de 183,58 MW.

Teniendo la actual metodología de cálculo, tomando tan solo los valores estadísticos de los últimos 5 años de la turbina de gas Modelo AE94.2K, se obtiene un PBP igual a 73,26 U\$/kW-año el cual es un valor menor al vigente al proceso regulatorio.

Figura 11

Correlacion entre PBP y capacidad estándar para diversos casos propuestos.



Nota. Elaboracion propia con base a informacion de Osinermin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP.

4.5 Impacto de la reduccion del precio básico de potencia en la tarifa electrica.

La tarifa electrica en promedio varia según el segmento asi tenemos que:

Generacion 50-55%

Transmision 10-15%

Distribucion 40-35%

Del mismo modo el componente de generacion esta conformada por el .

Precio básico de energia 40-50%

Precio básico de potencia 60-50%

Teniendo en cuenta además una reduccion de 3,2% del PBP, se puede tener los siguientes rangos en la disminucion de la tarifa global de energia independientemente de pertenecer al mercado libre o mercado regulado.

Para lo cual se tiene un valor de reduccion de la tarifa total cuando la participación del precio de potencia es el 60% de la tarifa de generacion, para un rango mínimo de participación de la tarifa de generacion en la tarifa total del 50% , alcanza una reduccion de la tarifa total de 0,21%

y para un rango máximo de participación de la tarifa de generación en la tarifa total del 55% , alcanza una reducción de la tarifa total de 0,18%

Del mismo modo cuando la participación del precio de potencia es el 50% de la tarifa de generación, para un rango mínimo de participación de la tarifa de generación en la tarifa total del 50% , alcanza una reducción de la tarifa total de 0,26% y para un rango máximo de participación de la tarifa de generación en la tarifa total del 55% , alcanza una reducción de la tarifa total de 0,21%

Tabla 17

Rangos de reducción de la tarifa total según la participación del componente de generación en la tarifa total y del componente de potencia en la tarifa de generación.

Participación en Componente de generación	Componente de Potencia en tarifa de generación		Componente de potencia en la tarifa total		Reducción % en tarifa de generación		Reducción % en Tarifa total	
	Rango menor (%)	Rango mayor (%)	Rango menor (%)	Rango mayor (%)	Rango menor (%)	Rango mayor (%)	Rango menor (%)	Rango mayor (%)
60%	50	55	30,0	33,00	0,107	0,097	0,21%	0,18%
59%	50	55	29,5	32,45	0,108	0,099	0,22%	0,18%
58%	50	55	29,0	31,90	0,110	0,100	0,22%	0,18%
57%	50	55	28,5	31,35	0,112	0,102	0,22%	0,19%
56%	50	55	28,0	30,80	0,114	0,104	0,23%	0,19%
55%	50	55	27,5	30,25	0,116	0,106	0,23%	0,19%
54%	50	55	27,0	29,70	0,119	0,108	0,24%	0,20%
53%	50	55	26,5	29,15	0,121	0,110	0,24%	0,20%
52%	50	55	26,0	28,60	0,123	0,112	0,25%	0,20%
51%	50	55	25,5	28,05	0,125	0,114	0,25%	0,21%
50%	50	55	25,0	27,50	0,128	0,116	0,26%	0,21%

Nota. Elaboración propia.

4.6 Discusión de resultados.

En la tesis de Barrera, A. (2022) referente al procedimiento de determinación de la potencia de barra y los bloques horarios en que se realiza la remuneración y las tarifas de potencia, tiene en cuenta que se tiene una metodología muy rigurosa que data del año 2006, la cual ha tenido modificatorias que en si no han variado sustancialmente el procedimiento de cálculo, tal como para el costo de la central de generación depende aun de la información estadística de 5 años de la revista GTHW y de factores de corrección FCTC Factor de corrección por tipo de combustible y FCCS Factor de corrección por

condiciones de servicio. En el presente informe se hace uso de la metodología del cálculo del precio básico de potencia normado con la Resolución N° 260-2004 OS/CD y sus modificatorias, en nuestro caso se ha realizado un recálculo del valor de FCCS Factor de corrección por condiciones de servicio desde 0,9876 a 0,9853 y además se presentan 2 propuestas iniciales con referencia al valor vigente, el primero de ellos corrigiendo el valor vigente en función de la FCCS y el segundo caso cambiando el combustible de la central termoelectrica, en este caso empleando gas natural. Del mismo modo se plantean 17 soluciones adicionales al valor vigente, siguiendo la metodología de cálculo de la Resolución N° 260-2004 OS/CD y también variando parte de la metodología, esto es tomando información no solo de 5 años, sino de 10 años.

Según la Comisión Nacional de Energía de Chile (2021) en su artículo de investigación Fijación de los precios nudo de corto plazo concluyen que el Precio Básico de la Potencia de Punta se determinan semestralmente en función a la central de generación de menor costo, lo cual es similar en el caso peruano, con la diferencia de que en el Perú se determina de forma mensual determinando la capacidad estándar de la central de generación en función a límites de potencia que dependen de la central termoelectrica de mayor tamaño con turbina a gas instalada en el SEIN. (75% de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema, límite inferior)

En la investigación de Gonzales, C. (2018) hace mención que el precio de potencia es determinado en función a precios firmes de potencia que son determinados para diversas zonas, empleándose como combustible base al biodiesel o gas natural, lo cual influye en el costo del componente de la tecnología de generación. En nuestro caso el precio básico de potencia tiene 4 componentes: costo de la inversión de la central de energía (la cual en promedio tiene la mayor participación), costo de la conexión eléctrica, costo del personal y costo de operación y mantenimiento.

En el informe de Páez, G. & Páez, J. (2023) se realizó el análisis y optimización del despacho de la central de energía perteneciente a una red de generación, la cual tiene por objetivo de minimizar los costos de operación y maximizar las utilidades, que de alguna forma esto se refleja en la determinación del precio por la potencia a facturar, en nuestro caso al optar por el cambio de combustible en la unidad de generación termoelectrica, en este caso gas natural, si bien es cierto eleva el valor de la capacidad estándar de la unidad de punta desde 183,58 MW a 186,81 MW, se consigue reducir el valor del precio básico de potencia desde 74,22 a 71,88 U\$/kW-año con lo cual se puede reducir la tarifa eléctrica

total en un rango que varia entre 0,18 % a 0,26% según el nivel de participación del precio de potencia y del componente de generacion en la tarifa electrica total.

Pomahuali, N. (2018) manifiesta que se requiere modelos de optimización para determinar el valor de una potencia base para su facturación, para ello se requiere estimar un modelo de optimización del cálculo del costo de potencia. En nuestro informe se plantea determinar el efecto de la variación de la capacidad estándar de la unidad de generacion y el tipo de combustible empleado en el precio básico de potencia que es uno de los componentes del precio de generacion. Se obtiene una reduccion de hasta 3,2% en relación al valor vigente 2025-2026.

En la tesis de Vargas, T. (2022) analiza los efectos del procedimiento de cálculo del precio de la energía y potencia, considerándose diversos métodos de cálculo para la potencia nudo, el cual es el equivalente al precio en barra peruano, que tiene un componente de potencia que se determina semestralmente, que permite optimizar un obtener un valor minimizado de la tarifa electrica. En nuestro informe el precio básico de potencia es parte del componente de generacion, que junto con el componente de transmisión y distribucion conforman la estructura tarifaria.

V. Conclusiones y recomendaciones.

5.1 Conclusiones.

Se presentan las siguientes conclusiones como respuesta a los objetivos:

- Se evaluò el desempeño histórico de la determinación del precio básico de potencia en el periodo 2011-2025, el cual tiene un valor promedio de 77,14 U\$/kW-año, habiéndose obtenido su menor el de 70,7 U\$/kW-año el año 2020, teniendo una capacidad estándar de la unidad de generación de 182,83 MW operando con petróleo BD5. Esta conformado por 4 costos: costo de inversión de la central termoelectrica, costo de la conexión eléctrica, costo de personal y costo de operación y mantenimiento.
- Se identificò las variables que afectan al precio básico de potencia, entre ellas el valor de la capacidad standard de la unidad de punta que depende la informacion histórica de 5 años de la revista GTWH y del valor de la potencia de la central turbo gas de mayor capacidad instalada en el SEIN (dentro del rango de 100-75%). Además existe una dependencia de los factores FCTC y FCCS. Componentes como los costos de repuestos iniciales dependen del precio FOB de la central termoeléctrica, así como el tipo de combustible empleado.
- Se determinò la existencia del efecto de la variación de la capacidad estándar de la central de generación y el tipo de combustible empleando la metodología de cálculo del precio básico de potencia, en este caso la variación del tipo de combustible (petróleo BD5 por gas natural) permite una reducción de 3,2% del precio básico de potencia en relación al valor vigente al periodo 2025-2026; aunque el valor de la capacidad estándar de la unidad de generación se incrementa a un valor de 186,81 MW, incrementando se con respecto al valor vigente en 1,76%.
- Se determinò el efecto de la variación de la capacidad estándar de la central de generación y el tipo de combustible variando la metodología de cálculo del precio básico de potencia, para ello se compararon 18 resultados del valor del precio básico de potencia, resultando que la variación al tipo de combustible se obtienen menores valores. En este caso se alcanza un valor de 71,88 U\$/kW-año y 72,33 U\$/kW-año,

este ultimo caso toma en cuenta tan solo los valores de una sola unidad de generacion de la revista GTWH.

- Se verificò el impacto del precio básico de potencia en la tarifa total, obteniéndose reducciones desde 0,18% a 0,26% dependiendo del porcentaje de participación del precio básico de potencia en el precio de generacion, y de este último como componente de la tarifa eléctrica total.
- La influencia del tipo de combustible empleado, en este caso gas natural, y de la capacidad standard de la unidad de generación de energía reduce el precio básico de potencia en 3,2%, superándose el valor de 3% planteado en la hipótesis del presente informe.

5.2 **Recomendaciones.**

- Se recomienda realizar un estudio para plantear un nuevo rango de potencia para la selección de la capacidad estándar de la unidad de generación, el cual depende actualmente de hasta el 75% de la unidad turbogas que emplea petróleo BD5, de una normativa vigente desde el año 2004.
- Reemplazar el enfoque basado en promedios por uno que considere el desempeño efectivo de las centrales durante las horas críticas del sistema, así como calcular la potencia reconocida solo en horas de máxima demanda e incorporar un crédito de potencia horario similar al modelo chileno.
- La mejora de la metodología de determinación del Precio Básico de Potencia debe orientarse a reflejar el aporte efectivo de las centrales a la confiabilidad del sistema, incorporando criterios de flexibilidad, localización y desempeño real, alineando así las señales económicas con las necesidades actuales y futuras del sistema eléctrico.

VI. Referencias bibliográficas.

- Aguilar, G. (2003). El sistema tarifario del servicio público de electricidad, una evaluación desde el punto de vista de los usuarios. DOCUMENTO DE TRABAJO 224. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en: <https://repositorio.pucp.edu.pe/server/api/core/bitstreams/016261a1-b718-4755-ae21-1633130e5169/content>
- Aguilar, J. y Diaz, K. (2023) Efecto de la tarifa prepago BT7 en los costos de facturación de la energía en consumidores con potencia de hasta 20 KW. Casos de aplicación. Tesis de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Disponible en: <https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/4521>
- Aguilar, J. (2025). Impacto de las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro-Junín. Tesis de Ingeniero Electricista. Universidad Continental. Disponible en: https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/17574/1/IV_FIN_109_TE_Aguilar_Lozano_2025.pdf
- Álvarez, E. & Miranda, L. (2015). Influencia del comercializador de energía en la reducción de las tarifas eléctricas. Tesis de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Disponible en: <https://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14278/2645/42927.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Barrera, A. (2022). Pago por capacidad: análisis frente a nuevas tecnologías de generación y almacenamiento en el sistema eléctrico nacional. Tesis de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Chile. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/187326/Pago-por-capacidad-analisis-frente-a-nuevas-tecnologias-de-generacion-y.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Boyce, M. P. (2012). *Gas Turbine Engineering Handbook* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
- Briceño, V. & Portal, G. (2024). Influencia del comercializador de energía en la reducción de las tarifas eléctricas. Tesis de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Disponible en:

<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/4837>

Calvo, A., Rodríguez, J., Nuviola, G., Arango, J. y Quintero, D. (2020) Influencia de la temperatura ambiente en turbinas de gas en zona subtropical costera. *Ingeniería Mecánica*, vol. 24, núm. 1, pp. 29-37, 2021. Facultad de Ingeniería Mecánica. Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría”. Disponible en:

<https://www.redalyc.org/journal/2251/225169340003/html/>

CNE (2025) Tarificación. Comisión Nacional de Energía de Chile. Disponible en:

<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>

Comisión nacional de energía. (2021). Fijación de precios de nudo de corto plazo.

Informe definitivo de la Comisión Nacional de energía de Chile. Disponible en:

<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/02/ITD-PNCP-Ene21.pdf>

Dammert, A., García, R., y Molinelli, F. (2013). Regulación y supervisión del sector eléctrico. Fondo Editorial de la PUCP. Disponible en:

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Regulacion_Supervision_del_Sector%20Electrico.pdf

De la Torre (2016). Fallos del mercado y regulación económica en los servicios públicos domiciliarios. Aproximaciones a una disciplina poco entendida por los juristas. *Revista Digital de Derecho Administrativo* E-ISSN: 2145-2946. Universidad Externado de Colombia. Disponible en:

<https://www.redalyc.org/pdf/5038/503856211005.pdf>

Duque, A. (2016) ESTUDIO DEL EFECTO DE LAS CONDICIONES ATMOSFÉRICAS SOBRE LAS PRESTACIONES DE UNA TURBINA DE GAS. Trabajo fin de master para la obtención del título de máster en ingeniería de la energía. Universidad Politécnica de Madrid. Disponible en:

https://oa.upm.es/44410/1/TFM_ALEJANDRO_DUQUE_CORONEL.pdf

International Energy Agency (IEA). (2018). *Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility*. Paris: IEA.

Fuentes, A. (2023). Condiciones ISO Turbinas de Combustión. Artículo Técnico de Cursos Técnicos para la Industria, Argentina. Disponible en:

<https://cursostecnicos.com.ar/wp-content/uploads/2023/02/NT-Condiciones-ISO-en-Turbinas-de-Combustion.pdf>

- Gonzales, C. (2018). Aplicación del mercado para el balance de potencia en el sistema eléctrico nacional para una cuarta liquidación. Tesis de Ingeniero Electricista. Instituto Politécnico Nacional de México. Disponible en:
<https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/27841/1/Aplicaci%C3%B3n%20del%20Mercado%20para%20el%20Balance%20de%20Potencia%20en%20el%20Sistema%20El%C3%A9ctrico%20Nacional%20para%20una%20cuarta%20liquidaci%C3%B3n%2028disco%20biblioteca%29.pdf>
- Guevara, R. (2024). Manual de Centrales Termoeléctricas I Unidad. Universidad Nacional del Santa.
- Hallack, M., Carvajal, F. y Daltro, Y. (2022). ¿Qué sucede con los costos marginales de la electricidad en la región?, Blog energía para el futuro. Disponible en:
<https://blogs.iadb.org/energia/es/que-sucede-con-los-costos-marginales-de-la-electricidad-en-la-region/>
- Kehlhofer, R., Hannemann, F., Stirnimann, F., & Rukes, B. (2009). *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants* (3rd ed.). PennWell.
- Kirschen, D., & Strbac, G. (2019). *Fundamentals of Power System Economics* (2nd ed.). Wiley-IEEE Press.
- Mamani, J. (2017). AHORRO DE LOS COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA INDUSTRIA EMPLEANDO LA MODALIDAD DE OPCIÓN TARIFARIA EFICIENTE. Tesis para Mecánico Electricista. Universidad Católica Santa María. Disponible en:
<https://repositorio.ucsm.edu.pe/server/api/core/bitstreams/a09e875d-6fc9-4105-b6c1-ce0e5d96b334/content>
- Méndez, W. & Pérez, J. Despacho económico de potencia diaria aplicada al sistema nacional de Ecuador. Tesis de Ingeniero Electricista. Universidad Politécnica Salesiana. Ecuador. Disponible en:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1100/15/UPS-CT002105.pdf>
- Miranda, O. & Oliva, C. (2023) Efecto de la conversión de ciclo simple a ciclo combinado en el rendimiento específico de la central termoeléctrica Las Flores. Tesis de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Disponible en:
<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/4428>
- Osinergmin (2022). Resolución de Consejo Directivo N.º 036-2022-OS/CD – Precio Monómico para contratos regulados. Gobierno del Perú. Disponible en:

- Osinergmin (2025) Informe N° 108-2025-GRT. Fijación del Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita para el SEIN. Osinergmin. Disponible en:
<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2025/Informe-Tecnico-108-2025-GRT.pdf>
- Osinergmin (2025) Informe N° 225-2025-GRT. Informe Técnico que sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2025 - abril 2026. Osinergmin. Disponible en:
<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2025/Informe-Tecnico-225-2025-GRT.pdf>
- Páez, G & Páez, J.(2023). Modelo de Co-optimización para una central virtual de generación sobre una red con generación distribuida. Tesis para título de Ingeniero Electricista. Universidad Salesiana de Cuenca, Ecuador. Disponible en:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/26633/1/UPS-CT011058.pdf>
- Palacios, M. (2020). El Análisis de Calidad Regulatoria y su aplicación en el Perú. trabajo Académico para optar el título de Segunda Especialidad en Derecho Administrativo. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en:
<https://tesis.pucp.edu.pe/server/api/core/bitstreams/79ad96ac-2360-4c66-aa7f-86c415a111c1/content>
- Pérez, E., & Fernández, J. (2021). Fundamentos de generación eléctrica. Editorial Alfaomega.
- Pomahuali, N. (2018). Influencia del exceso de potencia en la facturación final no residencial de los clientes de Electrocentro para el periodo 2016-2017. Universidad Continental de Huancayo, Perú. Disponible en:
https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/4505/1/IV_FIN_109_TE_Pomahuali_Mangalaya_2018.pdf
- REPSOL (2025). Turbina de gas. De la combustión a la cogeneración. REPSOL. Disponible en:
<https://www.repsol.com/es/energia-avanzar/energia/que-es-una-turbina-de-gas/index.cshhtml>

- Sánchez, A. (2001). Información asimétrica y mercados financieros emergentes: el análisis de Mishkin. *Revista Análisis Económico* ISSN: 0185-3937. Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Azcapotzalco México Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/413/41303402.pdf>
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press.
- Tamayo, R. (2021). Anotaciones del Margen de Reserva y del Precio de la Potencia. *Revista energía*. Perú. Disponible en: <https://www.linkedin.com/pulse/anotaciones-del-margen-de-reserva-y-precio-la-tamayo-pereyra/>
- Yanac, L. (2022). EL MARCO REGULATORIO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD Y LA GESTIÓN DE LAS EMPRESAS ESTATALES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. Tesis de Maestría. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en: <https://tesis.pucp.edu.pe/items/aaaa4ebb-aa00-420b-aac8-1ccae21384db>
- Vargas, A. (2022). Modelos de estimación de potencia firme en contextos de descarbonización en base a programación. Tesis de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Chile. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/191713/Modelos-de-estimacion-de-potencia-firme-en-contextos-de-descarbonizacion-en-base-a-programacion-estocastica.pdf?sequence=1>
- Vásquez, A., Tamayo, J., Vilches, C. y Chávez, E. (2016). La Regulación del Sector de Energía. Documento de Trabajo No 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú. Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf

VII. Anexos

Índice de anexos:

Anexo 1 Costos Variables de Operacion (Informe N° 225-2025-GRT)

Anexo 2. Valores de los componentes del precio básico de potencia 2011-2025

Anexo 3. Caso 1.1: Modelo SGT5-2000E -Estadística 5 años

Anexo 4. Caso 1.2: Modelo AE94.2K. Estadística 5 años

Anexo 5. Caso 1.3: Promedio entre Modelo SGT5-2000E y Modelo AE94.2K.
Estadística 10 años.

Anexo 6. Caso 1.4: Modelo SGT5-2000E -Estadística 10 años

Anexo 7. Caso 1.5: Modelo AE94.2K. Estadística 10 años

Anexo 8. Caso 2.1: Modelo SGT5-2000E -Estadística 5 años

Anexo 9. Caso 2.2: Modelo AE94.2K. Estadística 5 años

Anexo 10. Caso 2.3: Promedio entre Modelo SGT5-2000E y Modelo AE94.2K.
Estadística 10 años.

Anexo 11. Caso 2.4: Modelo SGT5-2000E -Estadística 10 años

Anexo 12. Caso 2.5: Modelo AE94.2K. Estadística 10 años

Anexo 13. Caso 3.1: Modelo SGT5-2000E -Estadística 5 años

Anexo 14. Caso 3.2: Modelo AE94.2K. Estadística 5 años

Anexo 15. Caso 3.3: Promedio entre Modelo SGT5-2000E y Modelo AE94.2K.
Estadística 10 años.

Anexo 16. Caso 3.4: Modelo SGT5-2000E -Estadística 10 años

Anexo 17. Caso 3.5: Modelo AE94.2K. Estadística 10 años

Anexo 18. Costo de Operacion y Mantenimiento (Fuente: Informe Final Fita
Mayo_2025 Abril_2026 M&D Consultores)

Anexo 1 Costos Variables de Operacion (Informe N° 225-2025-GRT)

N°	CENTRAL	HEAT RATE (Unid/MWh)	COSTO COMB. (U\$/Unid)	CVC (U\$/MWh)	CVNC (U\$/MWh)	CVT (U\$/MWh)
1	Central Malacas TG6	9,951	1,139	11,33	0,173	11,51
2	Central Malacas 4A	11,227	2,796	31,33	1,499	32,83
3	Central TG Oquendo	9,800	3,9763	38,97	3,77	42,74
4	Central Santa Rosa UTI 6	12,622	3,9887	49,39	7,895	57,28
5	Central Santa Rosa UTI 5	12,829	3,9129	50,20	6,891	57,09
6	Central Santa Rosa TG7	11,502	3,9121	45,01	4,405	49,415
7	Central a Vapor de Shougesa	0,326	562,61	191,38	3,052	194,43
8	Grupo Diesel Shougesa	0,218	586	209,63	2,251	211,88
9	Central Aguaytía TG1	11,464	3,9116	44,84	0,048	44,89
10	Central Aguaytía TG2	11,474	3,9116	44,84	0,048	44,89
11	GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	7,084	3,2129	27,72	1,791	29,51
12	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,122	3,2129	27,87	1,855	29,72
13	GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	7,156	3,2129	28,00	1,794	29,80
14	GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7,186	3,2129	28,12	1,859	29,98
15	Central santa Rosa TG8	10,188	3,9351	40,09	2,335	42,42
16	GN CC Las Flores	6,505	3,9217	25,45	1,005	26,46
17	Chilina GD N° 1 al 2	0,222	1 016,29	226,07	3,810	229,88
18	Chilina Turbo gas	0,360	1 016,29	365,43	17,445	382,88
19	Mollendo 1 GD	0,202	1 004,17	202,51	2,025	204,53
20	Independencia GD (Ex Calana)	8,859	3,3274	29,48	3,517	33,0
21	GN CC Santo Domingo	6,931	3,9115	27,11	1,438	28,55
22	GN CC Kallpa	6,840	3,9127	27,21	0,932	28,14
23	GN CC Fénix	6,682	3,9138	26,22	1,872	28,09
24	GN CC Chilca 1	6,752	3,9163	27,85	1,072	28,92
25	GN CC Chilca 2	6,976	3,9164	27,31	1,555	28,86
26	Reserva Fría Talara	0,238	975,93	232,74	4,000	236,74
27	Central Reserva Fría Ilo	0,230	1 050	241,97	4,000	245,97
28	Central Reserva Fría Puerto Eten	0,237	984,29	233,62	4,000	237,62
29	Nodo Energético Puerto Ilo	0,230	1 014	233,20	2,231	235,43
30	Central Reserva Fría Pucallpa	0,260	940,40	244,73	21,787	266,52
31	Central Reserva Fría Puerto Maldonado	0,254	1 001,44	254,32	21,640	275,96
32	Central Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	0,234	996,20	232,91	6,713	239,62
33	Central RECKA TG1	0,240	988,41	237,05	4,000	241,05
34	GD Tumbes	0,18	1 008,34	181,67	2,664	184,33

Anexo 2. Valores de los componentes del precio básico de potencia 2011-2025

Informe N° 225-2025-GRT

FIJACION DE TARIFAS : 2025 - 2026

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

(Ubicación : Lima 220 kV)

USD/kW-año

Ítems		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	60,148	3,422			63,571
2	Millón USD/Año	8,053	0,425	1,082	0,870	10,430
3	Sin FIM : USD/kW-año	46,09	2,43	6,19	4,98	59,69
4	Con FIM : USD/kW-año	57,30	3,02	7,70	6,19	74,22
	Acumulado : USD/kW-año	57,30	60,32	68,02	74,22	

Informe N° 210-2024-GRT

FIJACION DE TARIFAS : 2024 - 2025

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

(Ubicación : Lima 220 kV)

USD/kW-año

Ítems		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	59,309	3,439			62,748
2	Millón USD/Año	7,940	0,427	1,078	0,860	10,305
3	Sin FIM : USD/kW-año	45,71	2,46	6,21	4,95	59,32
4	Con FIM : USD/kW-año	57,91	3,11	7,86	6,27	75,17
	Acumulado : USD/kW-año	57,91	61,03	68,89	75,17	

FIJACION DE TARIFAS : 2023 - 2024**PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA****(Ubicación : Lima 220 kV)****USD/kW-año**

Ítems		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	56,800	3,480			60,280
2	Millón USD/Año	7,604	0,432	1,066	0,851	9,953
3	Sin FIM : USD/kW-año	44,09	2,50	6,18	4,93	57,71
4	Con FIM : USD/kW-año	55,87	3,17	7,83	6,25	73,13
	Acumulado : USD/kW-año	55,87	59,04	66,87	73,13	

Informe N° 188-2022-GRT

Cuadro N° 3.13. Precio Básico de la Potencia**FIJACION DE TARIFAS : 2022 - 2023****PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA****(Ubicación : Lima 220 kV)****USD/kW-año**

Ítems		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	57,185	2,760			59,945
2	Millón USD/Año	7,656	0,343	1,064	0,824	9,886
3	Sin FIM : USD/kW-año	43,21	1,93	6,01	4,65	55,80
4	Con FIM : USD/kW-año	54,75	2,45	7,61	5,89	70,70
	Acumulado : USD/kW-año	54,75	57,20	64,81	70,70	

Cuadro N° 3. 13. Precio Básico de la Potencia en USD/kW-año (Lima)

Ítems		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	57,395	2,660			60,055
2	Millón USD/Año	7,684	0,330	1,065	0,796	9,875
3	Sin FIM : USD/kW-año	43,61	1,87	6,04	4,52	56,05
4	Con FIM : USD/kW-año	55,26	2,37	7,66	5,73	71,02
	Acumulado : USD/kW-año	55,26	57,63	65,29	71,02	

Cuadro N° 3. 13. Precio Básico de la Potencia

(Ubicación : Lima 220 kV)

USD/kW-año

Ítems		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	59,383	2,707			62,090
2	Millón USD/Año	7,950	0,336	1,075	0,790	10,151
3	Sin FIM : USD/kW-año	45,69	1,93	6,18	4,54	58,33
4	Con FIM : USD/kW-año	59,52	2,52	8,05	5,91	76,00
	Acumulado : USD/kW-año	59,52	62,03	70,08	76,00	

Cuadro N° 3.12

FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2019
 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
 (Ubicación : Lima 220 kV)
 USD/kW-año

Items		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	61,351	2,667			64,019
2	Millón USD/Año	8,214	0,331	1,085	0,785	10,414
3	Sin FIM : USD/kW-año	47,65	1,92	6,29	4,55	60,41
4	Con FIM : USD/kW-año	62,07	2,50	8,20	5,93	78,70
	Acumulado : USD/kW-año	62,07	64,58	72,77	78,70	

Cuadro No. 3.13
 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
 (Ubicación : Lima 220 kV)
 USD/kW-año

Items		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	60,984	2,741			63,726
2	Millón USD/Año	8,165	0,340	1,083	0,776	10,364
3	Sin FIM : USD/kW-año	47,36	1,97	6,28	4,50	60,12
4	Con FIM : USD/kW-año	61,70	2,57	8,19	5,86	78,32
	Acumulado : USD/kW-año	61,70	64,28	72,46	78,32	

Cuadro No. 3.13
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
(Ubicación : Lima 220 kV)
USD/kW-año

Items		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	59,944	2,674			62,618
2	Millón USD/Año	8,025	0,332	1,078	0,769	10,204
3	Sin FIM : USD/kW-año	47,36	1,96	6,36	4,54	60,22
4	Con FIM : USD/kW-año	61,70	2,55	8,28	5,91	78,45
	Acumulado : USD/kW-año	61,70	64,25	72,54	78,45	

Cuadro No. 3.13
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
(Ubicación : Lima 220 kV)
US\$/kW-año

Items		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	59,439	2,797			62,236
2	Millón USD/Año	7,958	0,347	1,076	0,762	10,143
3	Sin FIM : USD/kW-año	47,79	2,09	6,46	4,58	60,91
4	Con FIM : USD/kW-año	59,91	2,61	8,10	5,74	76,36
	Acumulado : USD/kW-año	59,91	62,53	70,63	76,36	

Cuadro No. 3.12
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
(Ubicación : Lima 220 kV)
US\$/kW-año

Items		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon US\$	55,532	2,806			58,338
2	Millón US\$/Año	7,435	0,348	1,050	0,757	9,590
3	Sin FIM : US\$/kW-año	49,21	2,31	6,95	5,01	63,47
4	Con FIM : US\$/kW-año	62,77	2,94	8,86	6,39	80,97
	Acumulado : US\$/kW-año	62,77	65,71	74,58	80,97	

turbogas operando con combustible diesel, conforme a la aplicación del "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias (Anexo N).

El Cuadro No. 3.12 muestra los costos utilizados para la unidad y la determinación del Precio Básico de la Potencia.

Cuadro No. 3.12

(Ubicación : Lima 220 kV)
US\$/kW-año

Items		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon US\$	59,148	2,980			62,127
2	Millón US\$/Año	7,919	0,370	1,069	0,754	10,111
3	Sin FIM : US\$/kW-año	48,95	2,29	6,61	4,66	62,50
4	Con FIM : US\$/kW-año	62,36	2,91	8,42	5,93	79,63
	Acumulado : US\$/kW-año	62,36	65,28	73,70	79,63	

"Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias (Anexo N).

El Cuadro No. 3.11 muestra los costos utilizados para la unidad y la determinación del Precio Básico de la Potencia.

Cuadro No. 3.11

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
(Ubicación : Lima 220 kV)
US\$/kW-año

		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon US\$	54,345	3,974			58,319
2	Millón US\$/Año	7,276	0,493	1,050	0,734	9,553
3	Sin FIM : US\$/kW-año	42,45	2,88	6,13	4,28	55,74
4	Con FIM : US\$/kW-año	58,08	3,94	8,38	5,86	76,26
	Acumulado : US\$/kW-año	58,08	62,02	70,40	76,26	

Anexo 3. Caso 1.1: Modelo SGT5-2000E -Estadística 5 años

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		44 660,00		44 660,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 116,50		1 116,50
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 786,40		1 786,40
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		380,50	380,50
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 346,63	1 346,63
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 117,52	538,98	3 656,50
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		51 801,83	8 955,92	60 757,74

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI_{CT})		6 935,17	1 199,01	8 134,17

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI_{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 085,35	1 085,35
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,88%	22,12%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,67	USD / kW-año	

		Miles USD / año	USD / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		46,72	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		57,40	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		60,30	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		74,98	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		275,68	\$/ kW-año

		Miles USD / año	MW
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		183,19	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		174,4	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 4. Caso 1.2: Modelo AE94.2K. Estadística 5 años

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		43 590,00		43 590,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 089,75		1 089,75
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 743,60		1 743,60
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		371,39	371,39
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 349,81	1 349,81
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 044,54	538,60	3 583,15
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		50 589,30	8 949,61	59 538,91

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI_{CT})		6 772,83	1 198,16	7 971,00

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI_{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 079,25	1 079,25
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,59%	22,41%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,60	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		45,64	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		56,23	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		59,08	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		73,46	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		270,10	S/. / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		183,97	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		175,1	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 5. Caso 1.3: Promedio entre Modelo SGT5-2000E y Modelo AE94.2K.

Estadística 10 años.

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		44 592,50		44 592,50
Repuestos iniciales	2,50%	1 114,81		1 114,81
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 783,70		1 783,70
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		379,93	379,93
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 331,94	1 331,94
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 112,91	538,00	3 650,92
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})		51 725,33	8 939,68	60 665,02

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 924,92	1 196,83	8 121,76

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 084,88	1 084,88
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,88%	22,12%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,88	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (alNV)		47,58	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		58,46	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		61,43	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		76,37	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		280,82	S/. / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		179,62	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		171,0	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N°

225-2025-GART Excel PBP

Anexo 6. Caso 1.4: Modelo SGT5-2000E -Estadística 10 años

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		44 527,00		44 527,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 113,18		1 113,18
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 781,08		1 781,08
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		379,37	379,37
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 327,90	1 327,90
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 108,44	537,71	3 646,15
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI_{CT})		51 651,11	8 934,79	60 585,90

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMoeLECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 914,99	1 196,18	8 111,17

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 084,49	1 084,49
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,87%	22,13%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,94	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)	47,78	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)	58,72	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)	61,70	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	76,71	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	282,07	\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})	178,64	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})	170,0	MW
Factor de Ubicación (FU)	1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)	19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)	3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 7. Caso 1.5: Modelo AE94.2K. Estadística 10 años

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		44 658,00		44 658,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 116,45		1 116,45
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 786,32		1 786,32
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		380,49	380,49
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 335,99	1 335,99
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 117,38	538,30	3 655,68
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI_{CT})		51 799,56	8 944,58	60 744,14

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI_{CT})		6 934,86	1 197,49	8 132,35

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI_{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 085,28	1 085,28
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,89%	22,11%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,83	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		47,38	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		58,21	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		61,16	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		76,04	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		279,58	\$/ kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		180,61	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		171,9	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N°

225-2025-GART Excel PBP

Anexo 8. Caso 2.1: Modelo SGT5-2000E -Estadística 5 años

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		44 660,00		44 660,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 116,50		1 116,50
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 786,40		1 786,40
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		380,50	380,50
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 344,87	1 344,87
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 117,52	538,87	3 656,38
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CT_{CT})		51 801,83	8 954,05	60 755,88

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CT_{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMoeLECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCT_{CT})		6 935,17	1 198,76	8 133,92

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCT_{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFFyO)			1 085,34	1 085,34
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,88%	22,12%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,70	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		46,83	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		57,53	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		60,44	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		75,15	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		276,32	\$/ kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		182,76	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		174,0	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 9. Caso 2.2: Modelo AE94.2K. Estadística 5 años

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		43 590,00		43 590,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 089,75		1 089,75
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 743,60		1 743,60
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		371,39	371,39
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 348,05	1 348,05
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 044,54	538,49	3 583,03
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		50 589,30	8 947,73	59 537,04

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI_{CT})		6 772,83	1 197,91	7 970,75

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI_{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 079,24	1 079,24
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,59%	22,41%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,62	USD / kW-año	

		Miles USD / año	USD / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		45,74	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		56,36	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		59,22	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		73,63	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		270,73	\$/ kW-año

		Miles USD / año	MW
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		183,54	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		174,7	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N°

225-2025-GART Excel PBP

Anexo 10. Caso 2.3: Promedio entre Modelo SGT5-2000E y Modelo AE94.2K.

Estadística 10 años.

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		44 125,00		44 125,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 103,13		1 103,13
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 765,00		1 765,00
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		375,95	375,95
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 346,46	1 346,46
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 081,03	538,68	3 619,71
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI _{CT})		51 195,56	8 950,89	60 146,46

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMoeLECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 854,00	1 198,33	8 052,33

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 082,29	1 082,29
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,74%	22,26%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,66	USD / kW-año	
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		46,29	USD / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		56,95	USD / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		59,83	USD / kW-año	
Precio Básico de la Potencia (PBP)		74,39	USD / kW-año	
Precio Básico de la Potencia (PBP)		273,52	\$/ kW-año	

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})	183,15	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})	174,3	MW
Factor de Ubicación (FU)	1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)	19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)	3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 11. Caso 2.4: Modelo SGT5-2000E -Estadística 10 años

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		44 527,00		44 527,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 113,18		1 113,18
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 781,08		1 781,08
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		379,37	379,37
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 326,19	1 326,19
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 108,44	537,60	3 646,04
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})		51 651,11	8 932,96	60 584,07

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 914,99	1 195,93	8 110,92

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 084,48	1 084,48
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,87%	22,13%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,97	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)	47,89	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)	58,86	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)	61,84	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	76,89	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	282,72	\$/ kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})	178,22	MW
Potencia Efectiva (PE _F)	169,6	MW
Factor de Ubicación (FU)	1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)	19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)	3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 12. Caso 2.5: Modelo AE94.2K. Estadística 10 años

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		44 658,00		44 658,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 116,45		1 116,45
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 786,32		1 786,32
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		380,49	380,49
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 334,26	1 334,26
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 117,38	538,19	3 655,57
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		51 799,56	8 942,74	60 742,30

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI_{CT})		6 934,86	1 197,24	8 132,10

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI_{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 085,27	1 085,27
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,89%	22,11%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,85	USD / kW-año	

		Miles USD / año	USD / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		47,49	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		58,34	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		61,30	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		76,21	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		280,23	\$/ kW-año

		Miles USD / año	MW
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		180,19	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		171,5	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 13. Caso 3.1: Modelo SGT5-2000E -Estadística 5 años

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		44 660,00		44 660,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 116,50		1 116,50
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 786,40		1 786,40
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		380,50	380,50
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			99,42	99,42
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 359,91	1 359,91
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 117,52	511,18	3 628,69
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI _{CT})		51 801,83	8 493,94	60 295,76

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 841,65		2 841,65
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	113,67		113,67
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,64	23,64
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	189,24	20,04	209,28
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 144,57	332,97	3 477,54

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 935,17	1 137,16	8 072,32

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		390,38	41,34	431,71

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 083,31	1 083,31
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		78,37%	21,63%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,48	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		45,62	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		56,10	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		58,94	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		73,28	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		269,44	\$/ kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		186,42	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		177,4	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Disponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 14. Caso 3.2: Modelo AE94.2K. Estadística 5 años

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		43 590,00		43 590,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 089,75		1 089,75
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 743,60		1 743,60
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		371,39	371,39
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			99,42	99,42
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 363,15	1 363,15
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 044,54	510,80	3 555,35
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI _{CT})		50 589,30	8 487,69	59 076,99

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 841,65		2 841,65
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	113,67		113,67
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,64	23,64
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	189,24	20,04	209,28
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 144,57	332,97	3 477,54

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMoeLECTRICA				
	TASA	Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 772,83	1 136,32	7 909,16

CONEXIÓN ELECTRICA				
	TASA	Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		390,38	41,34	431,71

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 077,22	1 077,22
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		78,08%	21,92%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,40	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		44,55	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		54,96	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		57,74	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		71,79	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		263,97	S/. / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		187,21	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		178,2	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 15. Caso 3.3: Promedio entre Modelo SGT5-2000E y Modelo AE94.2K.

Estadística 10 años.

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		44 592,50		44 592,50
Repuestos iniciales	2,50%	1 114,81		1 114,81
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 783,70		1 783,70
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		379,93	379,93
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			99,42	99,42
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 344,97	1 344,97
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 112,91	510,18	3 623,10
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})		51 725,33	8 477,43	60 202,76

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles USD	Miles USD	Miles USD
Precio FOB		2 841,65		2 841,65
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	113,67		113,67
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,64	23,64
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	189,24	20,04	209,28
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 144,57	332,97	3 477,54

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 924,92	1 134,95	8 059,87
CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		390,38	41,34	431,71

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento			
	Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)		1 082,85	1 082,85
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFoyM)	870,16		870,16
Participación	78,37%	21,63%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)	10,68	USD / kW-año	
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)	46,46	USD / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)	57,14	USD / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)	60,03	USD / kW-año	
Precio Básico de la Potencia (PBP)	74,64	USD / kW-año	
Precio Básico de la Potencia (PBP)	274,46	\$/ kW-año	

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})	182,79	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})	174,0	MW
Factor de Ubicación (FU)	1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)	19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)	3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N°

225-2025-GART Excel PBP

Anexo 16. Caso 3.4: Modelo SGT5-2000E -Estadística 10 años

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		44 527,00		44 527,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 113,18		1 113,18
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 781,08		1 781,08
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		379,37	379,37
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			99,42	99,42
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 340,85	1 340,85
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 108,44	509,89	3 618,33
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		51 651,11	8 472,45	60 123,56

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		2 841,65		2 841,65
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	113,67		113,67
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,64	23,64
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	189,24	20,04	209,28
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 144,57	332,97	3 477,54

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
	TASA	Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI_{CT})		6 914,99	1 134,28	8 049,27

CONEXIÓN ELECTRICA				
	TASA	Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI_{CE})		390,38	41,34	431,71

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 082,45	1 082,45
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		78,36%	21,64%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,74	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		46,65	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		57,39	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		60,30	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		74,97	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		275,68	\$/ kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		181,79	MW
Potencia Efectiva (PE _F)		173,0	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 17. Caso 3.5: Modelo AE94.2K. Estadística 10 años

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		44 658,00		44 658,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 116,45		1 116,45
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 786,32		1 786,32
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		380,49	380,49
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			99,42	99,42
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 349,08	1 349,08
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 117,38	510,48	3 627,86
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		51 799,56	8 482,40	60 281,96

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		2 841,65		2 841,65
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	113,67		113,67
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,64	23,64
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	189,24	20,04	209,28
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 144,57	332,97	3 477,54

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
	TASA	Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI_{CT})		6 934,86	1 135,61	8 070,48

CONEXIÓN ELECTRICA				
	TASA	Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI_{CE})		390,38	41,34	431,71

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 083,24	1 083,24
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFoYM)		870,16		870,16
Participación		78,38%	21,62%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,63	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		46,26	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		56,89	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		59,77	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		74,31	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		273,25	\$/ kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		183,79	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		174,9	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3,54%	

Nota. Elaboración propia con base a información obtenida de Osinergmin- Informe N° 225-2025-GART Excel PBP

Anexo 18. Costo de Operacion y Mantenimiento (Fuente: Informe Final Fita Mayo_2025 Abril_2026 M&D Consultores)

Calculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

PEfectiva = 183.6 MW
Tasa = 12% Anual

HEO Costo KUS\$
HPM = 8.000

Fórmula $EOH = a * OBLOH + HOD + c * NAN$

EOH Horas Equivalentes Operación
OBLOH Horas Operación carga base
HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equi)
NAN: Numero de Arranques
b: Factor de carga punta
a: Factor de operación carga base
c: Factor para cada arranque

Factores
a = 1
b = 0.068
c = 10

OBLOH	200	400	600	800	1,000	1,200	1,400	1,600	1,800	2,000	2,200	2,400	2,600	2,800
HOD (=b*OBLOH)	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135	149	162	176	190
NAN	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	2,214	2,427	2,641	2,854	3,068	3,281	3,495	3,708	3,922	4,135	4,349	4,562	4,776	4,990
APM	3,614	3,296	3,030	2,803	2,608	2,438	2,289	2,157	2,040	1,935	1,840	1,753	1,675	1,603
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	7,033	9,305	10,272	11,332	12,227	13,303	14,140	16,350	17,285	18,333	19,212	20,202	21,026	23,570
Anualidad (KUS\$)	942	1,246	1,375	1,517	1,637	1,781	1,893	2,189	2,314	2,454	2,572	2,705	2,815	3,155
Energia Anual (MWh)	36,716	73,432	110,147	146,863	183,579	220,295	257,010	293,726	330,442	367,158	403,874	440,589	477,305	514,021
Mant. Unitario (MilisKWh)	25.64	16.96	12.48	10.33	8.92	8.08	7.37	7.45	7.00	6.69	6.37	6.14	5.90	6.14
CFNC Fijo (KUS\$/año)	866.01													