

**Aprueban la Norma “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de
Potencia”**
**RESOLUCION DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE
LA INVERSION EN ENERGIA OSINERG N° 260-2004-OS-CD**

CONCORDANCIAS: [R. N° 230-2005-OS-CD, Num. 2.1.2](#)

[R. N° 247-2006-OS-CD, Num. 1](#)

[R. N° 060-2018-OS-CD \(Publica el proyecto de modificación de la norma “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia”\).](#)

Lima, 16 de setiembre de 2004

CONSIDERANDO:

Que, conforme a lo establecido en el Artículo 51 del Decreto Ley N° 25844¹, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), cada COES deberá presentar a la Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG) el correspondiente estudio técnico-económico que explicita y justifique, entre otros aspectos, el Precio Básico de la Potencia de Punta;

Que, asimismo, conforme a lo establecido en el Artículo 47 de la LCE², cada COES efectuará los cálculos para determinar, entre otros, el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento de la LCE;

Que, en el Artículo 126 del Reglamento de la LCE³ se establece que la Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG) debe fijar los procedimientos para determinar la Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta y el Precio Básico de la Potencia;

Que, a fin de cumplir con el mandato del dispositivo citado en el párrafo precedente, el OSINERG ha elaborado la norma denominado “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia”;

Que, el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia” comprende esencialmente la selección de la unidad de punta, la determinación de la anualidad de los costos de inversión, la determinación del costo fijo anual de operación y mantenimiento estándar, la determinación del costo de capacidad por unidad de potencia y la determinación del precio de la potencia de punta;

Que, el proyecto de norma fue prepublicado mediante Resolución OSINERG N° 181-2004-OS/CD, en atención al mandato expreso del Artículo 25 del Reglamento General del OSINERG, habiéndose recibido comentarios y sugerencias que han sido analizadas por el OSINERG en el Informe OSINERG-GART/DGT 071-2004 para la elaboración de la versión definitiva del “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia”;

Que, conforme a lo señalado en el Artículo 3 de la Ley N° 27332⁴, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos, y el Artículo 52, literal n), del Reglamento General del OSINERG⁵, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, el OSINERG ejerce función normativa, teniendo la facultad de dictar las normas, reglamentos, resoluciones y/o directivas referidas a asuntos de su competencia;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General del OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus modificatorias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Apruébese la norma “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, así como su exposición de motivos, que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2.- Dispóngase la publicación, en el Diario Oficial El Peruano y en la Página Web del OSINERG: www.osinerg.gob.pe, de la presente Resolución y de la norma que establece el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, conjuntamente con su exposición de motivos. Asimismo, consígnese en la referida página web el Informe OSINERG-GART/DGT 071-2004 sobre el análisis de los comentarios recibidos al proyecto de norma.

ALFREDO DAMMERT LIRA

Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA NORMA PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

Conforme a lo dispuesto en el Artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), para la fijación de las Tarifas en Barra, el COES efectuará los cálculos correspondientes determinando, entre otros, el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la tasa de actualización fijada en el Artículo 79 de la mencionada ley, que actualmente es del 12%.

Asimismo, el COES determinará el Precio Básico de la Potencia de Punta según el procedimiento que establezca el Reglamento de la LCE, considerando como límite superior la anualidad señalada anteriormente.

El Artículo 51 de la LCE establece la obligación para el COES de presentar al inicio del Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra, el correspondiente estudio técnico-económico que explicita y justifique, entre otros aspectos, el Precio Básico de la Potencia de Punta. Por su parte, el Artículo 126 del

Reglamento de la LCE establece el Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia, disponiendo en su último párrafo que el OSINERG fijará los procedimientos necesarios para la aplicación de este artículo.

Cumpliendo el mandato reglamentario, el OSINERG preparó un proyecto de norma denominado “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia”.

El procedimiento preparado comprendió esencialmente la selección de la unidad de punta, la determinación de la anualidad de los costos de inversión, la determinación del costo fijo anual de operación y mantenimiento estándar, la determinación del costo de capacidad por unidad de potencia y la determinación del precio de la potencia de punta.

El proyecto de norma fue prepublicado mediante Resolución OSINERG N° 181-2004-OS/CD, en atención al mandato expreso del Artículo 25 del Reglamento General del OSINERG, habiéndose recibido comentarios y sugerencias que han sido analizadas por el OSINERG para la elaboración de la versión definitiva “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia”.

CONTENIDO

1. Objeto

2. Alcance

3. Base Legal

4. Definiciones y Glosario de Términos

5. Metodología

6. Selección de la Unidad de Punta

6.1 Tipo de Unidad Generadora

6.2 Ubicación de la Unidad de Punta

6.3 Capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{iso}) y número de unidades requeridas (NUR)

7. Determinación de la Anualidad de los Costos de Inversión

7.1 Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT)

7.2 Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTICE)

7.3 Anualidad de la Inversión (aINV)

8. Determinación del Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar

8.1 Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO)

8.2 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)

8.3 Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe)

9. Costo de Capacidad por unidad de potencia

9.1 Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar (CCUPS)

9.2 Potencia Efectiva de la unidad de punta (PEF)

9.3 Factor de Ubicación (FU)

9.4 Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva (CCUPE)

10. Precio de la Potencia de Punta

10.1 Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF) y Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)

10.2 Precio Básico de la Potencia (PBP)

10.3 Precio de la Potencia de Punta (PPM)

10.4 Fórmula de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

11. Revisión del Procedimiento

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

1. Objeto

El presente procedimiento tiene por objeto establecer los criterios, lineamientos y parámetros necesarios para la determinación del Precio Básico de la Potencia, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 126 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

2. Alcance

La presente norma es de aplicación para el cálculo del Precio Básico de la Potencia dentro de los procesos regulatorios de fijación y/o revisión de Tarifas en Barra de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante “GART”) del OSINERG.

3. Base Legal

La Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante “LPAG”); incluyéndose en todos los casos, las normas modificatorias, complementarias y conexas a los dispositivos citados; y las normas que los modifiquen o sustituyan.

4. Definiciones y Glosario de Términos

Cuando en el presente documento se utilicen los siguientes términos en singular o plural se deberá entender por:

- 4.1. a : Componente de moneda extranjera del Precio Básico de la Potencia.
- 4.2. $aCTI_{CE}$: Anualidad de la Inversión de la Conexión Eléctrica.
- 4.3. aCT_{CT} : Anualidad de la Inversión de la Central Termoeléctrica.
- 4.4. $aINV$: Anualidad de la Inversión de la unidad de punta.
- 4.5. b : Componente de moneda nacional del Precio Básico de la Potencia.
- 4.6. $CCBGN_{ISO}$: Capacidad nominal ISO, en carga base con gas natural, a condiciones estándar ISO 2314, determinada de acuerdo con lo que se establezca en el presente procedimiento.
- 4.7. CCUPE : Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva.
- 4.8. CCUPS : Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar.
- 4.9. CEI_{ISO} : Capacidad estándar de la unidad de punta.
- 4.10. CFaOyMe : Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar.
- 4.11. CFOyM : Costos Fijos de Operación y Mantenimiento.
- 4.12. CFPyO : Costos Fijos de Personal y Otros.
- 4.13. COES : Organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema conformado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas,

		con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.
4.14. CTI_{CE}	:	Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica.
4.15. CTI_{CT}	:	Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica.
4.16. DGE	:	Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.
4.17. GART	:	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG.
4.18. GTWH	:	Revista especializada “Gas Turbine World Handbook”.
4.19. IPM	:	Índice de Precios al Por Mayor.
4.20. LCE	:	Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844.
4.21. $MD_{año}$	:	Máxima demanda nacional anual proyectada del sistema para el año en que se presenta la propuesta.
4.22. MEM	:	Ministerio de Energía y Minas.
4.23. MRFO	:	Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema.
4.24. n	:	Vida Útil de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 126 del RLCE.
4.25. NUR	:	Número de unidades requeridas en la central de punta.
4.26. FAPPM	:	Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta.
4.27. FCTC	:	Factor de corrección por tipo de combustible.
4.28. FCCU	:	Factor de corrección por condiciones de ubicación.
4.29. FCCS	:	Factor de corrección por condiciones de servicio.
4.30. FOB_{TG}	:	Costo FOB del suministro del módulo de generación.
4.31. FOB_{CE}	:	Costo FOB del suministro importado de la conexión eléctrica.
4.32. FPM	:	Factor por variación de los Precios al Por Mayor.
4.33. $FPMP$	:	Factor de Pérdidas Marginales de Potencia.(*)
4.34. FRC_{CE}	:	Factor de Recuperación de Capital para la

		Conexión Eléctrica.
4.35. FRC_{CT}	:	Factor de Recuperación de Capital para la Central Termoeléctrica.
4.36. FU	:	Factor de Ubicación.
4.37. $F_{Mensualidad}$	:	Factor por el que se multiplica la anualidad de un valor para obtener el equivalente mensual.
4.38. FTAPBP	:	Factor por variación de la Tasa Arancelaria para la importación del equipo electromecánico de generación.
4.39. FTC	:	Factor por variación del Tipo de Cambio.
4.40. OSINERG	:	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
4.41. P_{EF}	:	Potencia efectiva de la unidad de punta.
4.42. PBP	:	Precio Básico de la Potencia.
4.43. PPM	:	Precio de la Potencia de Punta en cada barra del sistema.
4.44. RLCE	:	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
4.45. TA_PBP	:	Tasa Arancelaria para la importación de turbinas a gas de potencia superior a 5000 kW.
4.46. TAMEX	:	Tasa activa promedio en moneda extranjera, publicada por la Superintendencia de Banca y Seguros.
4.47. TC	:	Tipo de Cambio.
4.48. TD	:	Tasa de Actualización de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 79 de la LCE.
4.49. TIF	:	Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad.

(*) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución N° 525-2007-OS-CD](#), publicada el 30 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

"4.33. FPMP : Factor de Pérdidas de Potencia, obtenido
de acuerdo con la Quinta Disposición
Complementaria Transitoria de la Ley N°
28832. A partir del año 2010 será igual a
1,000."

5. Metodología

La metodología para determinar el Precio Básico de la Potencia se ciñe estrictamente a lo establecido en el Artículo 47 de la LCE y en el Artículo 126 del RLCE. La metodología a seguir es la siguiente:

5.1. Se determina el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico.

5.2. Se determina la conexión eléctrica para la interconexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

5.3. Se determina la Anualidad de la Inversión de la central y de la conexión eléctrica. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar.

5.4. Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar.

5.5. Se determina el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar como la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar.

5.6. Se determina la potencia efectiva de la unidad y el factor de ubicación.

5.7. Se determina el Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva como el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación.

5.8. Se determina el Precio Básico de la Potencia como el producto del Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva y los factores que toman en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la Unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema.

"5.9. En caso la reserva del sistema sea insuficiente, se considerará que el margen adicional a la anualidad de la inversión en la unidad de punta, obtenido según el numeral 7.3.4, a que se refiere el literal f) del Artículo 47 de la LCE, será tal que iguale dicho valor al obtenido según el numeral 10.2."(*)

(*) Numeral adicionado por el [Artículo 1 de la Resolución N° 525-2007-OS-CD](#), publicada el 30 agosto 2007.

6. Selección de la Unidad de Punta

6.1 Tipo de Unidad Generadora

Se define que el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico es una turbina a gas del tipo industrial, operando con petróleo diesel N°

2. La selección de este tipo de unidad será revisada cuando la operación en la punta se efectúe con un combustible más económico.

6.2 Ubicación de la Unidad de Punta

6.2.1. Los criterios para determinar la ubicación de la unidad de punta son los siguientes:

i. La ubicación de la unidad de punta debe corresponder a aquella en que se produzca el valor mínimo de pérdidas de transmisión durante su operación en la condición de máxima demanda del sistema. Esto implica analizar ubicaciones cercanas al centro de carga del sistema.

ii. La ubicación debe corresponder a aquella definida con instalaciones existentes posibles de ser ampliadas y/o ubicaciones con facilidades para la construcción que permitan reducir los costos de inversión.

iii. La ubicación debe ser compatible con el área y servicios que requiera la unidad de punta, así como con el óptimo rendimiento a obtenerse de ésta.

6.2.2. Al momento de aprobación de este procedimiento se considerará que la unidad de punta está ubicada en una de las subestaciones de la ciudad de Lima, conectada al sistema en 220 kV, sin considerar línea de transmisión. Esta ubicación será revisada cuando se presente una variación significativa de la distribución de cargas en el SEIN que amerite dicha revisión.

6.3 Capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{iso}) y número de unidades requeridas (NUR)

6.3.1. La capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{iso}) se define como la potencia entregada por la unidad en los bornes de alta tensión del transformador de potencia de la unidad de punta, operando a las condiciones estándar definidas por la norma ISO 2314⁶.

6.3.2. La capacidad estándar de la unidad de punta será no menor de 3,5% (límite inferior) ni mayor de 5,0% (límite superior) de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta:

$$3,5\% * MD_{año} < CE_{iso} < 5\% * MD_{año} \quad \dots (1)$$

Donde:

$MD_{año}$ = Máxima demanda nacional anual proyectada del

sistema para el año en que se presenta la pro-

puesta. (*)

(*) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución N° 525-2007-OS-CD](#), publicada el 30 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

"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):

$$\text{Min } (3,5\% * M_{\text{Daño}}, 75\% * P_{\text{EFMC}}) = CE_{\text{ISO}} = P_{\text{EFMC}} \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

$MD_{\text{año}}$ = Máxima demanda nacional anual
proyectada del sistema para el año en
que se presenta la propuesta.

Min = Función mínimo valor.

P_{EFMC} = Potencia efectiva determinada por el
COES-SINAC de la unidad turbogas
de mayor capacidad que opera en el
sistema para el momento en que se
presenta la propuesta."

6.3.3. La capacidad estándar de la unidad de punta se determina de la siguiente manera:

$$CE_{\text{ISO}} = CCBGN_{\text{ISO}} * FCTC * FCCS \dots\dots (2)$$

Donde:

- $CCBGN_{\text{ISO}}$ = Capacidad nominal ISO (en Megavatios), 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 Hertz⁷.
- $FCTC$ = Factor de corrección por tipo de combustible, cuyo valor es de 0,9804 para el caso de turbinas a gas que operen con Diesel 2. En caso se modifique el combustible o el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.
- $FCCS$ = Factor de corrección por condiciones de servicio, igual a 0,9876, resultado del producto de los siguientes factores para el caso de turbinas a gas: factor por pérdidas en filtros de aire, factor por pérdida de presión en escape, factor por consumo de servicios auxiliares y factor por pérdidas en el transformador. En caso se

modifique el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.

6.3.4. 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 cociente obtenido al dividir la suma de las capacidades estándar de cada unidad entre el número de unidades:

$$CE_{ISO} = \frac{\sum_{i=1}^N CE_{ISO\ i}}{N} \dots (3)$$

Donde:

- i = Unidad i cuya capacidad estándar se encuentra dentro de los límites y condiciones exigidos a la unidad de punta.
- N = Número de unidades cuya capacidad estándar se encuentra dentro de los límites y condiciones exigidos a la unidad de punta. (*)

(*) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución N° 525-2007-OS-CD](#), publicada el 30 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

"6.3.4 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:

$$CE_{ISO} = \frac{\sum_{i=1}^N n_i CE_{ISO\ i}}{\sum_{i=1}^N n_i} \dots (3)$$

Donde:

- i = Unidad i cuya capacidad estándar se encuentra dentro de los límites y

condiciones exigidos a la unidad de
punta.

N = Número de unidades cuya capacidad
estándar se encuentra dentro de los
límites y condiciones exigidos a la
unidad de punta.

n_i = Número de publicaciones de la revista
GTWH dentro de las últimas cinco
ediciones, en las cuales aparece la
unidad i ."

6.3.5. En el caso de que no existan unidades en el rango de capacidades establecido, la capacidad estándar de la unidad de punta será igual a la capacidad estándar de la unidad de punta que se haya considerado en la última regulación tarifaria. En este caso se deberá determinar el NUR.

6.3.6. En principio se considerará sólo una unidad en la central de punta. El NUR podrá variar cuando la capacidad estándar de la unidad de punta esté por debajo del límite inferior de capacidad estándar establecido, en cuyo caso el NUR se determinará incrementando una unidad a la parte entera del cociente obtenido al dividir el límite inferior de la capacidad estándar de la unidad de punta entre la capacidad estándar de la unidad de punta vigente. El NUR se determina únicamente para propósitos de aplicación del literal a), numeral II), del Artículo 126 del RLCE.

7. Determinación de la Anualidad de los Costos de Inversión

7.1 Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT)

7.1.1 El Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT}) se determina a partir del precio FOB del módulo de generación (FOB_{TG}) y se expresará en miles de dólares americanos. El precio FOB_{TG} , será obtenido de la revista especializada GTWH.

7.1.2 En caso de existir más de una unidad en la revista GTWH que se encuentre dentro de los límites y condiciones exigidos a la capacidad estándar de la unidad de punta, entonces el FOB_{TG} será igual al cociente obtenido al dividir la suma de los FOB_{TG} de cada unidad (FOB_{TG_i}), entre el número de unidades existentes en la revista GTWH:

$$FOB_{TG} = \frac{\sum_{i=1}^N FOB_{TG_i}}{N} \quad (4)$$

$N(*)$

(*) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución N° 525-2007-OS-CD](#), publicada el 30 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

"7.1.2. 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 a la capacidad estándar de la unidad de punta, entonces el FOB_{TG} será igual al promedio ponderado por el número de publicaciones de los FOB_{TG} de cada unidad (FOB_{TGi}):

$$FOB_{TG} = \frac{\sum_{i=1}^N n_i FOB_{TGi}}{\sum_{i=1}^N n_i} \dots\dots\dots (4)$$

7.1.3 El FOB_{TGi} de cada unidad, será determinado a partir del precio FOB de suministro del módulo de generación, el mismo que será calculado como el promedio de los precios de lista publicados en las últimas cinco ediciones de la revista GTWH, disponibles al 31 de marzo o al 30 de setiembre de cada año, según corresponda a la regulación de mayo o noviembre, respectivamente.

7.1.4 En caso de que una o más unidades en la revista GTWH que se encuentre dentro de los límites y condiciones exigidos a la capacidad estándar de la unidad de punta, tenga un tiempo de publicación en dicha revista inferior a cinco años, el precio FOB de suministro del módulo de generación (FOB_{TGi}) de dichas unidades será calculado sobre la base del promedio de los precios de lista publicados en las últimas ediciones disponibles de la revista GTWH en que dichas unidades aparezcan. (*)

(*) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución N° 525-2007-OS-CD](#), publicada el 30 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

"7.1.4. El FOB_{TGi} de cada unidad, será determinado a partir del precio FOB de suministro del módulo de generación, el mismo que será calculado como el promedio de los precios de lista publicados en las últimas cinco ediciones de la revista GTWH, disponibles al 31 de marzo de cada año."

7.1.5 En caso que no existan unidades comerciales en la revista GTWH que se ubiquen en el rango indicado, y se mantenga la capacidad estándar de la unidad de punta considerada en la última regulación tarifaria, se tomarán todos los costos de dicha unidad, debidamente actualizados con la fórmula de actualización, como vigentes para determinar el PBP

7.1.6 El CTI_{CT} , resultará de la suma de FOB_{Te} y de los siguientes rubros: costo de repuestos iniciales, transporte y seguro marítimo, aranceles ad-valorem, gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, suministro de sistema

combustible, suministro de sistema contra incendio, suministro de materiales eléctricos, montaje electromecánico, pruebas y puesta en marcha, supervisión, gastos generales y utilidades del contratista local, e intereses durante la construcción determinados considerando la tasa TAMEX vigente al momento de la fijación de tarifas. Los costos mencionados se determinarán sobre la base de especificaciones técnicas, metrados y costos eficientes de mercado.

7.2 Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTICE)

7.2.1 El Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE}) se determinará en cada fijación tarifaria considerando especificaciones técnicas y costos eficientes de mercado, y será expresado en miles de dólares americanos.

7.2.2 El FOB_{CE} se determinará sobre la base de costos de mercado y deberá representar la alternativa de menor costo que permita la conexión de la unidad de punta al sistema.

7.2.3 El CTI_{CE} comprenderá, además del FOB_{CE} , los siguientes rubros: transporte y seguro marítimo, aranceles ad-valorem, supervisión de importación, gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, ingeniería, montaje, pruebas y puesta en servicio, supervisión, gastos generales e intereses durante la construcción determinados considerando la tasa TAMEX vigente al momento de la fijación de tarifas,

7.3 Anualidad de la Inversión (aINV)

7.3.1 La aINV expresada como costo unitario de capacidad estándar es igual a la suma de la $aCTI_{CT}$ y la $aCTI_{CE}$, dividida entre la capacidad estándar de la unidad de punta.

7.3.2 Para el cálculo de la Anualidad de la Inversión se debe determinar primero el Factor de Recuperación de Capital (FRC):

$$FRC = \frac{TD * (1 + TD)^n}{(1 + TD)^n - 1} \quad .. (5)$$

Donde:

TD = Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79 de la LCE.
n = Vida Útil, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 126 del RLCE.

7.3.3 Para la Central Termoeléctrica y la Conexión Eléctrica, la Anualidad de la Inversión es igual al producto del Costo Total de Inversión por el FRC respectivo:

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

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

Donde:

FRC_{CT} = Factor de Recuperación de Capital para la Central Termoeléctrica.

FRC_{CT} = Factor de Recuperación de Capital para la Conexión eléctrica.

7.3.4 Finalmente, la Anualidad de la Inversión de la unidad de punta expresada como costo unitario de capacidad estándar es igual a:

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

CE_{ISO}

8. Determinación del Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar

8.1 Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO)

8.1.1 Los Costos Fijos de Personal y Otros básicos (CFPyO_b) cubren la dotación de personal necesario para operar y mantener en forma eficiente la central, los beneficios sociales que de acuerdo a las normas y dispositivos legales se aplican a las relaciones laborales, los gastos generales y necesidades adicionales de personal administrativo, seguros, impuestos prediales, arbitrios y otros costos fijos de la central. Estos costos se expresarán en miles de dólares americanos.

8.1.2 Los CFPyO_b, son costos comunes de la central, por lo que su aplicación deberá tener en cuenta el NUR por la central, de acuerdo con lo establecido en el literal a), numeral II), del Artículo 126 del RLCE.

8.1.3 Los Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO) reconocidos en el cálculo del PBP, se determinarán como el cociente que resulte de dividir los CFPyO_b entre el NUR en la central:

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

8.2 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)

8.2.1 Los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM) corresponden a la parte de los costos de repuestos requeridos por la unidad de punta,

considerados como costos fijos, en razón del régimen de operación de la unidad, de las características y requerimientos de mantenimiento la unidad.

8.2.2 Los CFOyM se determinarán en miles de dólares americanos, a partir del siguiente procedimiento:

i. Se determinará los costos actualizados de operación y mantenimiento en que incurriría la unidad de punta para diversas horas de operación anuales, considerando la tasa del Artículo 79 de la LCE. Para ello, se tomará como base las recomendaciones de mantenimiento estándar de fabricantes, y los costos y frecuencias de repuestos disponibles de conformidad con las recomendaciones de fabricantes.

ii. Para cada una de las horas de operación anuales, se determinará la energía producida correspondiente a dichas horas, como el producto de las horas de operación anuales por la capacidad estándar CE_{150} considerada.

iii. Se realizará una regresión lineal de la anualidad de los costos de operación y mantenimiento, determinados en i., versus la energía producida, determinada en ii., de acuerdo con las horas de operación evaluadas.

iv. Se tomará como CFOyM el máximo que resulte de comparar el valor de cero y el valor del intercepto que resulte de la regresión lineal efectuada en iii.

Para la aplicación de esta metodología se realizará considerando los siguientes criterios, en tanto se mantenga como unidad de punta una turbina a gas:

a) En tanto se mantenga como unidad de punta una turbina a gas, se estimará el valor correspondiente en función de las unidades que operen en el SEIN, y cuya capacidad efectiva se halle más próxima a la CES determinada. Al momento del inicio de la aplicación de Procedimiento del precio básico de potencia se utilizará la información correspondiente a una unidad turbogas del tipo W501D5A.

b) Se determinará el costo que supone realizar los siguientes trabajos de mantenimiento: Mayor de combustores, Ruta de gases calientes y Mayor.

c) En tanto se considere que la unidad opera con combustible diesel, la fórmula para estimar las horas de operación equivalente en horas de operación con gas natural es la siguiente:

$$EOH = a(GBLH + g \cdot OBLOH) \text{ (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS } + b(GPLOH + g \cdot OPLOH) + c \cdot NS + d \cdot ES + e \cdot TGH + f \cdot TS$$

Donde:

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

GBLH = Horas de operación a carga base con combustible gas = 0

OBLOH	=	Horas de operación a carga base con combustible diesel = NS*HOA
GPLOH	=	Horas de operación a carga pico con combustible gas = 0
OPLOH	=	Horas de operación a carga pico con combustible diesel = 0
NS	=	Número de arranques normales = 200
ES	=	Número de arranques de emergencia = 0
TGH	=	Horas de virado = 8760-GBLH-OBLOH-GPLOH-OPLH
TS	=	Número de disparos = 0
HOA	=	Horas de operación por arranque normal = desde 1 hasta 14, con pasos unitarios

d) A partir de la aplicación de la fórmula anterior, se determinará el programa de mantenimientos asociado a cada nivel de EOH anuales durante la vida útil de la unidad, considerando la siguiente tabla de frecuencias.

Mantenimientos	EOH
Mayor de combustores	8 000
Ruta de gases calientes	24 000
Mantenimiento menor	48 000

e) Se determinará el costo actualizado, considerando la tasa del Artículo 79 de la LCE, asociado a cada EOH, que a su vez está asociado a un número de HOA específico.

f) Se determinará la anualidad del costo actualizado determinado en e).

g) Se determinará la energía asociado a cada número de HOA como el producto de las OBLOH [\(*\) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS](#) y la capacidad estándar determinada según 6.3.4.

h) Se realizará la regresión de la anualidad de los costos determinada en f) respecto de la energía determinada en g).

Cuando el combustible utilizado no corresponda al diesel, o cuando la unidad W501D5A no se constituya en la más próxima a la CE_{iso} determinada, se deberá establecer la nueva fórmula para el cálculo de las EOH y su correspondiente tabla de frecuencia de mantenimientos asociada.

8.3 Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe)

El Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe) expresado como costo unitario de capacidad estándar es igual a la suma de los Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO) y los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM), dividida entre la capacidad estándar de la unidad de punta:

$$CFPyO + CFOyM$$

$$CFaOyMe = \dots (10)$$

$$CE_{ISO}$$

9. Costo de Capacidad por unidad de potencia

9.1 Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar (CCUPS)

El CCUPS se define en el literal a), numeral III), del Artículo 126 del RLCE como la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento:

$$CCUPS = aINV + CFaOyMe \quad (11)$$

9.2 Potencia Efectiva de la unidad de punta (PEF)

La P_{EF} corresponde a la capacidad de la unidad tomando en cuenta el tipo de las condiciones de la ubicación. Se determina a partir de la siguiente relación:

$$P_{EF} = CE_{ISO} * FCCU \quad (12)$$

Donde:

$FCCU$ = Factor de corrección por condiciones de ubicación, igual a 0,9518, que para el caso de una unidad turbogas resulta del producto de los factores de corrección por temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa, de acuerdo con la ubicación de la unidad de punta. En caso se modifique el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.

9.3 Factor de Ubicación (FU)

El FU, definido en el Artículo 126 del RLCE, se determina como el cociente de la capacidad estándar (CE_{ISO}) entre la potencia efectiva de la unidad de punta (P_{EF}):

$$FU = \frac{CE_{ISO}}{P_{EF}} = \frac{1}{FCCU} \quad ... (13)$$

9.4 Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva (CCUPE)

El CCUPE se define en el literal a), numeral IV), del Artículo 126 del RLCE como el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación:

$$CCUPE = CCUPS * FU \quad (14)$$

10. Precio de la Potencia de Punta

10.1 Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF) y Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)

Los factores que toman en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF) y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO) son fijados por el OSINERG cada 4 años, de acuerdo con los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la LCE y el RLCE, de conformidad con lo establecido en el literal c) del Artículo 126 del RLCE.

10.2 Precio Básico de la Potencia (PBP)

El Precio Básico de la Potencia (PBP) es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva (OCUPE) por los factores que tomen en cuenta la TIF y el MRFO, según la siguiente expresión:

$$PBP = \frac{CCUPE * (1 + MRFO)}{(1 - TIF)} \quad \dots (15)$$

10.3 Precio de la Potencia de Punta (PPM)

El Precio de la Potencia de Punta (PPM) en cada barra del sistema, expresado en S/./kW-mes, se determina como el producto del Precio Básico de la Potencia por el Factor de Pérdidas de Potencia, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 47, incisos f) y g), de la LCE.

$$PPM = F_{Mensualidad} * PBP * TC * FPMP \quad \dots (16)$$

Donde:

PPM	=	Precio de la Potencia de Punta, expresado en S/./kW-mes.
PBP	=	Precio Básico de la Potencia, expresado en US\$/kW-año.
TC	=	Tipo de cambio, expresado en S/./US\$
FPMP	=	Factor de Pérdidas Marginales de Potencia. Este factor es igual a 1,0 en la barra en que se fija el Precio Básico de la Potencia.
$F_{Mensualidad}$	=	Factor por el que se multiplica la anualidad de un valor para obtener el equivalente mensual. Para una tasa de actualización anual (TD) de acuerdo a lo establecido por el Artículo 79 de la LOE.

$$(1 + TD)^{1/12} - 1$$

$$F_{Mensualidad} = \dots (17)$$

TD

10.4 Fórmula de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

10.4.1 Se deberá discriminar qué parte del OCUPE corresponde a moneda nacional y qué parte a moneda extranjera, respecto del costo anual, pues estos porcentajes serán iguales a los factores “a” y “b” a utilizarse en la fórmula de actualización del Precio de la Potencia de Punta (PPM), tomando en consideración la siguiente estructura de costos.

	Moneda Extranjera	Moneda Nacional
TURBOGENERADOR		
Precio FOB	x	
Repuestos iniciales	x	
Transporte y Seguro Marítimo	x	
Aranceles Ad-Valorem		x
Gastos de Desaduanaje		x
Transporte Local		x
Montaje Electromecánico	x	x
Pruebas y Puesta en Marcha		x
Supervisión	x	x
Adquisición de Terreno (incluye subestación)		x
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)		x
Obras Civiles		x
Suministro y Montaje Sistema Combustible		x
Suministro y Montaje Sistema Contra Incendio		x
Suministro local y montaje de materiales eléctricos		x
Gastos Generales - Utilidad Contratista		x
Intereses Durante la Construcción	x	x
(A) ANUALIDAD DE INVERSIÓN	x	x
TURBOGENERADOR		
CONEXIÓN A LA RED		
Precio FOB	x	
Transporte y Seguro Marítimo	x	
Aranceles Ad-Valorem		x
Gastos de Desaduanaje		x
Transporte local		x
Obras Civiles		x
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministros locales		x
Supervisión		x
Gastos Generales - Utilidad Contratista		x
Intereses Durante la Construcción	x	x

(B) ANUALIDAD DE INVERSIÓN CONEXIÓN A LA RED		x
(C) COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		
Personas		x
Operación y Mantenimiento	x	
COSTO ANUAL		
(A) + (B) + (C)	x	x

10.4.2 El PPM en cada barra del sistema, será actualizado utilizando la siguiente Fórmula de Actualización:

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM \quad \dots\dots\dots (18)$$

Se define:

$$FAPPM = a * FTC * FTAPBP + b * FPM \quad \dots\dots\dots (19)$$

$$FTC = TC / TCo \quad \dots\dots\dots (20)$$

$$FTAPBP = (1 + TA_PBP) / (1 + TA_PBPO) \quad \dots\dots\dots (21)$$

$$FPM = IPM / IPMo \quad \dots\dots\dots (22)$$

Donde:

PPM0 = Precio de la Potencia de Punta inicial, en S/./kW-mes.

PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kW-mes.

FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta.

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

FTAPBP = Factor por variación de la Tasa Arancelaria para la importación del equipo electromecánico de generación.

FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.

a = Componente de moneda extranjera del Precio

Básico de la Potencia.

B = Componente de moneda nacional del Precio Básico de la Potencia.

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA - TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace.

Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

Tco = Tipo de Cambio inicial, en S./US\$.

TA_PBP = Tasa Arancelaria vigente para la importación de turbinas a gas de potencia superior a 5000 kW correspondiente a la partida arancelaria 8411.82.00.00 o la que la sustituya.

TA_PBPo = Tasa Arancelaria inicial.

IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática.

Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial.

11. Revisión del Procedimiento

11.1 Para la revisión del procedimiento se deberá tomar en cuenta la ocurrencia de una de las siguientes condiciones:

a) Cuando se requiera que la selección del tipo de unidad sea revisada debido a que la operación en la punta se efectúe con un combustible más económico.

b) En caso se descontinúe la publicación de la revista GTWH y se requiera, en consecuencia, tomar otra referencia para la capacidad estándar y costo FOB de la unidad de punta.

c) Cuando se presente una variación significativa de la distribución de cargas en el Sistema Interconectado Nacional que amerite una revisión de la ubicación de la unidad de punta y se determine su ubicación fuera de la ciudad de Lima.

d) Cuando al aplicar la Fórmula de Actualización del Precio de la Potencia de Punta exista una variación mayor al $\pm 15\%$ respecto del valor determinado en la fijación tarifaria inmediatamente anterior.

e) Cuando una modificación en las disposiciones del Artículo 126 del RLCE implique necesariamente la revisión del procedimiento.

11.2 La revisión del procedimiento será llevada a cabo por el OSINERG de oficio o a propuesta del COES-SINAC o los interesados siempre y cuando se verifique el cumplimiento de alguna de las condiciones descritas previamente. El nuevo procedimiento deberá aprobarse con una anticipación de por lo menos 3 meses a su entrada en vigor. En tanto no se apruebe dicho procedimiento, el OSINERG deberá seguir las directivas generales establecidas en el Artículo 126 del RLCE.

11.3 En caso que, como resultado de la revisión, se requiera modificar el procedimiento se seguirá lo dispuesto en el Reglamento General del OSINERG para la aprobación de los reglamentos y normas de alcance general que dicte este organismo en cumplimiento de sus funciones.