
Factores de Ajuste de los Cargos Adicionales en los Peajes del Sistema Transmisión

Período agosto 2019 – abril 2020

Lima, julio de 2019

Resumen Ejecutivo

La Resolución N° 061-2019-OS/CD, que fijó los Precios en Barra para el periodo mayo 2019 – abril 2020, establece que trimestralmente, y de acuerdo con lo dispuesto en las normas vigentes, se determinarán los factores de actualización “p” aplicables a los cargos establecidos como consecuencia de los Decretos Legislativos N° 1002 y N° 1041, así como lo establecido en la Ley N° 29852 y Ley N° 29970.

Dichos cargos corresponden a:

- Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS), que compensa a las centrales de reserva fría Planta Ilo, Planta Talara, Planta Eten, Planta Puerto Maldonado y Planta Pucallpa que tienen contrato de Reserva Fría.
- Cargos por Prima, que se determinan a partir de la diferencia entre la valorización de las inyecciones netas de energía de los generadores que utilizan recursos energéticos renovables a su correspondiente Tarifa de Adjudicación de licitación y la valorización de la mencionada energía a Costos Marginales de Corto Plazo.
- Cargo Unitario por FISE, que compensa los recargos pagados por los generadores eléctricos para financiar el Fondo de Inclusión Social Energética (FISE).
- Cargo por confiabilidad en la cadena de suministro de energía, que compensa las situaciones de emergencia eléctrica o graves deficiencias del servicio eléctrico por falta de capacidad de producción y/o transporte declarados por el Ministerio de Energía y Minas; y
- Cargo Unitario por la Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE), que compensa a las centrales del Nodo Energético del Sur que fue adjudicado por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversion), como la CT Puerto Bravo de Samay I S.A. y CT NEPI de ENGIE Energía Perú S.A.

En este sentido, luego de la evaluación de la información reportada por el COES se recomienda aprobar los siguientes factores de actualización “p”, para su aplicación a partir del 04 de agosto de 2019.

Cargo Unitario		Factor “p”
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro RF: Reserva Fría	RF Planta Talara	1,0051
	RF Planta Ilo	1,0059
	RF Planta Eten	1,0066
	RF Planta Puerto Maldonado	1,0000
	RF Planta Pucallpa	1,0053
Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	1,0741
	C.H. Santa Cruz II	0,9589
	C.H. Santa Cruz I	0,9275
	C.H. Poechos 2	1,1101

Cargo Unitario		Factor "p"
	C.H. Roncador	0,6585
	C.H. La Joya	0,9421
	C.H. Carhuaquero IV	1,0150
	C.H. Caña Brava	0,8209
	C.T. Huaycoloro	1,0313
	C.H. Purmacana	0,0000
	C.H. Huasahuasi I	0,8679
	C.H. Huasahuasi II	0,7928
	C.H. Nuevo Imperial	0,9434
	Repartición Solar 20T	0,8636
	Majes Solar 20T	0,8431
	Tacna Solar 20T	1,0263
	Panamericana Solar 20T	1,0190
	C.H. Yanapampa	0,9333
	C.H. Las Pizarras	0,8884
	C.E. Marcona	1,0329
	C.E. Talara	1,0000
	C.E. Cupisnique	1,1321
	C.H. Runatullo III	0,9419
	C.H. Runatullo II	0,7525
	CSF Moquegua FV	0,9115
	C.H. Canchayllo	0,9286
	C.T. La Gringa	1,0545
	C.E. Tres Hermanas	0,9469
	C.H. Chancay	1,1390
	C.H. Rucuy	1,1128
	C.H. Potrero	0,8250
	C.H. Yarucaya	0,8100
	C.S. Rubí	1,0112
	C.H. Renovandes H1	0,9344
	C.S. Intipampa	0,9484
	C.E. Wayra I	1,0741
	C.B. Huaycoloro II	0,9589
	C.H. Angel I	0,9275
	C.H. Angel II	1,1101
	C.H. Angel III	0,6585
	C.H. Her	0,9421
	C.H. Carhuac	1,0150
Cargo Unitario por FISE		1,0000
Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	1,0023
	CT NEPI	0,4809

Adicionalmente, cabe indicar que, mediante Resolución N° 071-2019-OS/CD se fijó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, a ser adicionado al Peaje del SST y SCT, para el período mayo 2019 – abril 2020, asignado a la demanda del Área de Demanda 15, en base a lo dispuesto en la Norma "Procedimiento para Aplicación del mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM", aprobado con Resolución N° 114-2015-OS/CD. Por lo señalado, se recomienda aprobar el siguiente Factor de Ajuste para su aplicación a partir del 04 de agosto de 2019.

Cargo Unitario	Factor FA
Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP	1,0000

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
2. COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES	6
2.1. PROCEDIMIENTO DE PAGO DEL SUMINISTRO CON GENERACIÓN RER	8
2.2. MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DEL COES	9
2.3. REVISIÓN DEL CARGO POR PRIMA RER.....	9
3. COMPENSACIÓN POR SEGURIDAD DE SUMINISTRO PARA PLANTAS DE RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN	14
3.1. PROCEDIMIENTO DE ACTUALIZACIÓN DE PRECIO DE POTENCIA OFERTADO	15
3.2. PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN	17
4. COMPENSACIÓN POR FISE	20
4.1. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE AJUSTE DEL PEAJE UNITARIO ANUAL POR COMPENSACIÓN FISE	21
5. COMPENSACIÓN POR CARGO DE CONFIABILIDAD	22
5.1. FACTOR DE AJUSTE DEL PEAJE UNITARIO ANUAL POR COMPENSACIÓN DE CARGO DE CONFIABILIDAD	23
6. COMPENSACIÓN POR CARGO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	24
6.1. PROCEDIMIENTO DE ACTUALIZACIÓN DE PRECIO DE POTENCIA OFERTADO	25
6.2. PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN	26
7. COMPENSACIÓN POR CARGO GGEE-DUP	28
7.1. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE AJUSTE DEL CARGO UNITARIO POR COMPENSACIÓN GGEE-DUP	29
8. RECOMENDACIONES	30

1. Introducción

El presente informe se efectúa de acuerdo con lo dispuesto en las Normas, aprobadas por las Resoluciones N° 651-2008-OS/CD, N° 001-2010-OS/CD, N° 151-2013-OS/CD, N° 114-2015-OS/CD, y N° 073-2016-OS/CD y sus modificatorias.

La Resolución N° 001-2010-OS/CD aprobó la norma “Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables”, posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD, que complementa lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1002 “Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables” (en adelante “DL-1002”), el cual estableció que la energía eléctrica producida con recursos renovables se remunerará mediante dos conceptos, cuando sea adjudicada vía licitaciones: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i). La mencionada Prima se debe recaudar vía un cargo adicional a incorporarse en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

La Resolución N° 651-2008-OS/CD aprobó la norma “Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, que fue modificado mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD para incluir en el Cargo Unitario por Compensación de Seguridad de Suministro (CUCSS) la compensación de las Plantas de Reserva Fría, conforme ordena el Decreto Supremo N° 001-2010-EM, en el marco del Decreto Legislativo N° 1041 “Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico” (en adelante “DL-1041”).

La Resolución N° 151-2013-OS/CD aprobó la norma “Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del recargo del FISE¹ en el servicio de transporte de gas natural por ductos”, que tiene como finalidad establecer el procedimiento para el cálculo y la liquidación de la compensación a los generadores eléctricos por aplicación del Recargo FISE en la facturación mensual del servicio de transporte de gas natural por ductos de acuerdo a lo señalado en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852 “Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético” (en adelante “Ley N° 29852”), que fue posteriormente modificada mediante Ley N° 29969.

¹ FISE: Fondo de Inclusión Social Energética

Asimismo, mediante la Resolución N° 114-2015-OS/CD, se aprobó la Norma “Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM”, en donde se establece la determinación y aplicación de un Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado a los Peajes del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, cuya vigencia anual será desde el 01 de mayo hasta el 30 de abril del año siguiente con ajustes trimestrales.

Finalmente, mediante la Resolución N° 073-2016-OS/CD, se aprobó el Procedimiento “Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica” donde se establece la forma cómo se calcularán los Cargos Unitarios de Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE) correspondientes a los proyectos del Nodo Energético en el Sur del Perú que fueron adjudicados por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (en adelante “PROINVERSION”), en el marco de la Ley N° 29970 “Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país” (en adelante “Ley N° 29970”) y el Decreto Supremo N° 038-2013-EM que aprobó el “Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica”.

Los procedimientos antes citados disponen que se determinen los correspondientes cargos con periodicidad anual, en la oportunidad en que se fijen los Precios en Barra, revisándose entre periodos de cálculo con frecuencia de una vez por trimestre, entre periodos de fijación tarifaria. Ello ha sido recogido en la Resolución N° 061-2019-OS/CD que aprobó los siguientes cargos en atención a las normas antes indicadas: Cargo Unitario por Compensación de Seguridad de Suministro, Cargos por Prima, Cargo Unitario por FISE y Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica; indicando que se determinará el factor de actualización correspondiente de acuerdo con los procedimientos aprobados por Osinergmin con periodicidad trimestral. Asimismo, se incorporan a estos cargos, según lo establecido en la Resolución N° 071-2019-OS/CD, el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, a ser adicionado al Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión que también debe ser actualizado

Al respecto, corresponde en esta oportunidad calcular los correspondientes factores de actualización a ser aplicados para el periodo agosto 2019 – abril 2020, para lo cual se ha revisado la información recibida del COES.

2. Compensación por Generación con Recursos Energéticos Renovables

El DL-1002 promueve el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (“RER”) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 012-2011-EM, publicado el 23 de marzo de 2011, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante “Reglamento RER”), el cual sustituyó al reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 050-2008-EM. El Reglamento RER tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL-1002 a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica en base al aprovechamiento de RER.

Al respecto, el artículo 5 del DL-1002 y el artículo 19 del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i).

Complementariamente, el artículo 7 del DL-1002 y el artículo 21 del Reglamento RER disponen que Osinergmin establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el artículo 19 del Reglamento RER.

Sobre el particular, mediante Resolución N° 001-2010-OS/CD se aprobó la norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables” que detalla el procedimiento a seguir para la determinación de la Prima, la cual fue posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD.

Con fechas 12 de febrero y 23 de julio de 2010 se llevaron a cabo la primera y segunda convocatorias de la Primera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables. Asimismo, el 23 de agosto de 2011, el 12 de diciembre de 2013 y el 16 de febrero de 2016 se efectuaron la Segunda, Tercera y Cuarta Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, respectivamente.

El “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables” fue aplicado como parte del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2019 - abril 2020, y como resultado se determinaron los cargos consignados en la Resolución N° 061-2019-OS/CD, tal como se muestra en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

Central	Cargo por Prima S//kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,189
C.H. Santa Cruz II	0,073
C.H. Santa Cruz I	0,069
C.H. Poechos 2	0,109
C.H. Roncador	0,041
C.H. La Joya	0,121
C.H. Carhuaquero IV	0,200
C.H. Caña Brava	0,067
C.T. Huaycoloro	0,128
C.H. Purmacana	0,000
C.H. Huasahuasi I	0,106
C.H. Huasahuasi II	0,111
C.H. Nuevo Imperial	0,053
Repartición Solar 20T	0,418
Majes Solar 20T	0,427
Tacna Solar 20T	0,456
Panamericana Solar 20T	0,473
C.H. Yanapampa	0,045
C.H. Las Pizarras	0,242
C.E. Marcona	0,365
C.E. Talara	0,408
C.E. Cupisnique	0,893
C.H. Runatullo III	0,258
C.H. Runatullo II	0,198
CSF Moquegua FV	0,226
C.H. Canchayllo	0,042
C.T. La Gringa	0,055
C.E. Tres Hermanas	1,168
C.H. Chancay	0,331
C.H. Rucuy	0,133
C.H. Potrero	0,200
C.H. Yarucaya	0,200
C.S. Rubí	0,625
C.H. Renovandes H1	0,259
C.S. Intipampa	0,155
C.E. Wayra I	1,392
C.B. Huaycoloro II	0,064
C.H. Angel I	0,288
C.H. Angel II	0,304
C.H. Angel III	0,302
C.H. Her	0,010
C.H. Carhuac	0,219
Total	11,423

Asimismo, la Resolución N° 061-2019-OS/CD dispone que se deberá determinar, de conformidad con el “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, el valor del factor de actualización “p” aplicable a

los Cargos por Prima. En este sentido, en esta sección se presenta el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de agosto de 2019.

2.1. Procedimiento de Pago del Suministro con Generación RER

De conformidad con el DL-1002, el Reglamento RER y los contratos adjudicados como resultado de las Subastas de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, el régimen de remuneración aplicable a la Generación RER es el siguiente:

- a) El Generador RER se compromete a entregar al sistema al menos su Energía Adjudicada (definición 1.4.13 del contrato²).
- b) Al Generador RER se le asegura un Ingreso Garantizado igual al producto de su Tarifa de Adjudicación por su Energía Adjudicada. Cuando las inyecciones netas de energía en un Periodo Tarifario sean menores a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación será reducida aplicando el Factor de Corrección (definiciones 1.4.15, 1.4.18 y 1.4.36, y numeral 6.2.5 del contrato³).
- c) Las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada, serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación; en tanto las inyecciones netas de energía en exceso a la Energía Adjudicada se remuneran al correspondiente Costo Marginal (numerales 6.2.3 y 6.2.4 del contrato). Al respecto, el Artículo 19° del Reglamento RER define que las inyecciones netas de energía son iguales a la diferencia entre la generación menos los retiros de energía por compromisos contractuales que tenga el Generador RER con terceros.
- d) Se establecerá una Prima sólo en el caso que lo recaudado por ventas de energía (hasta por la Energía Adjudicada) y por potencia en el mercado de corto plazo sea menor que el Ingreso Garantizado (definición 1.4.13 y numerales 6.2.1 y 6.2.7 del contrato⁴).
- e) Para efectos de la primera determinación de la Prima, la Energía Adjudicada será igual a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario (el cual comprende desde el 01 de mayo hasta el 30 de abril).

² **Energía Adjudicada:** Cantidad anual de energía activa expresada en MWh y estipulada en el Contrato que la Sociedad Concesionaria se obliga a suministrar al SEIN a la Tarifa de Adjudicación respectiva.

³ **Factor de Corrección:** Es la proporción entre las inyecciones netas de energía más la energía dejada de inyectar por causas ajenas al Generador RER respecto de la Energía Adjudicada. Se aplica cuando su valor es menor a uno (1.0). La energía dejada de inyectar por causas ajenas al Generador RER será determinada según el correspondiente Procedimiento del COES.

Ingreso Garantizado: ingreso anual que percibirá la Sociedad Concesionaria por las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada remuneradas a la Tarifa de Adjudicación. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

Tarifa de Adjudicación: Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las inyecciones netas de energía hasta el límite de su Energía Adjudicada. Cada Tarifa de Adjudicación tiene carácter de firme y es aplicada durante el Plazo de Vigencia correspondiente, aplicando la fórmula de actualización establecida en las Bases a partir de la puesta en operación comercial.

⁴ **Prima:** Monto que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias en el COES. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

La primera determinación de la Prima se efectuará considerando la proporción de Energía Adjudicada correspondiente a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario.

- f) La Tarifa de Adjudicación se actualizará con frecuencia anual que coincidirá con el final del Periodo Tarifario, de acuerdo con la fórmula contenida en el Anexo 4 del contrato.

2.2. Modificaciones a la propuesta del COES

El COES, de conformidad con la norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, presentó su Informe Técnico COES/D/DO/STR-INF-070-2019 “Reajuste trimestral de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables marzo 2019-junio 2019”, mediante Carta COES/D/DO-469-2019.

Luego de revisados los cálculos se modificó la propuesta de estimación de la Prima de modo que sea acorde con lo descrito en el apartado 2.1 previo, en los siguientes aspectos:

- a) Se incorpora el descuento de la recaudación esperada para el mes de julio de 2019 por aplicación de los cargos por prima vigentes en dicho mes.
- b) Se considera el tipo de cambio al 28 de junio de 2019 igual a 3,290 S//USD.
- c) Se considera como ingreso del Mercado de Corto Plazo, a los ingresos de energía y potencia informados por el COES hasta el mes de junio 2019, de acuerdo con lo establecido artículo 19 del Reglamento RER.
- d) No se consideraron los Saldos de Transferencias⁵, incluidos por el COES dentro de los ingresos de energía del Mercado de Corto Plazo, debido a que estos no forman parte del ingreso de energía que establece el numeral 19.2 del artículo 19 del Reglamento RER⁶.
- e) En consecuencia, se recalcularon las Primas y Cargos por Prima propuestos por el COES, considerando la información mencionada en los literales a) al d) del presente numeral.

2.3. Revisión del Cargo por Prima RER

Para la revisión de los Cargos por Prima de las centrales de generación RER, para el año tarifario mayo 2019 - abril 2020, se han seguido los pasos establecidos en el procedimiento, los cuales se mencionan a continuación:

⁵ El COES define el Saldo de Transferencia para cada generador RER, como los pagos por prorrateo de saldo resultante, prorrateo de saldo sistema secundario, compensaciones por mínima carga / arranque-parada, compensaciones por regulación de frecuencia y pruebas aleatorias.

⁶ 19.2 Los ingresos anuales por energía de los Generadores Adjudicatarios conectados al SEIN están constituidos por la suma de los siguientes conceptos:

- a) Valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía; y
- b) Un monto anual por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre:
 - i) La valorización a Tarifa de Adjudicación de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada; y
 - ii) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada, más los Ingresos por Potencia determinados conforme al artículo 20.

Este monto anual por concepto de Prima será pagado en cuotas mensuales durante el año siguiente considerando la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de actualización que se refiere el artículo 79 del Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” (en adelante “LCE”).

- a) Estimación del Saldo Mensual a Compensar para cada uno de los meses del Periodo Tarifario mayo 2019 - abril 2020 cuyas transferencias en el COES aún no han sido efectuadas.
- b) Información de la liquidación de los meses del Periodo Tarifario mayo 2018 – abril 2019 cuyas transferencias en el COES han sido efectuadas.
- c) Determinación de la Prima de cada central como la suma, actualizada con una tasa anual de 12%, de los valores determinados en los literales a) y b) precedentes, de acuerdo con el artículo 4 del “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”.
- d) Determinación del Cargo por Prima de cada central como el cociente de la Prima entre la demanda utilizada para determinar el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión anual. En caso este cargo resulte negativo, le corresponderá asignar un valor a cero (0).
- e) El cargo mensual se determina tomando en cuenta los meses de aplicación del cargo.
- f) Las adendas suscritas con el Ministerio de Energía y Minas, que fueron notificadas a Osinermin, en lo que respecta a la actualización del Índice de Precios “Finished Goods Less Food and Energy” de la serie WPSOP3500 a la serie WPSFD4131 o la que la sustituya en caso sea discontinuada.

En este sentido como resultado de esta modificación, se tienen los montos de liquidaciones y de saldo pendiente estimado que se presenta en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2

Central	Liquidación mayo 2017 – abril 2018 USD	SPE y SMP* (mayo 2018 - abril 2019) USD
Central Cogeneración Paramonga	252 423	3 222 074
C.H. Santa Cruz II	13 574	1 164 209
C.H. Santa Cruz I	16 428	1 069 793
C.H. Poechos 2	60 478	1 992 378
C.H. Roncador	-42 881	480 797
C.H. La Joya	-435 731	2 232 953
C.H. Carhuaquero IV	-32 442	3 441 550
C.H. Caña Brava	5 872	926 656
C.T. Huaycoloro	-14 930	2 228 489
C.H. Purmacana	-305 879	-85 759
C.H. Huasahuasi I	11 303	1 540 373
C.H. Huasahuasi II	4 924	1 484 104
C.H. Nuevo Imperial	6 516	838 689
Repartición Solar 20T	-89 926	6 146 203
Majes Solar 20T	-92 211	6 120 228
Tacna Solar 20T	-326 571	8 114 374
Panamericana Solar 20T	-282 838	8 325 598
C.H. Yanapampa	-194 928	852 118
C.H. Las Pizarras	-18 790	3 635 898
C.E. Marcona	23 392	6 322 449
C.E. Talara	-179 371	6 993 551
C.E. Cupisnique	-774 608	17 581 442
C.H. Runatullo III	35 861	4 063 501
C.H. Runatullo II	-7 126	2 521 152
CSF Moquegua FV	-45 959	3 493 855
C.H. Canchaylo	4 591	657 574

Central	Liquidación mayo 2017 – abril 2018 USD	SPE y SMP* (mayo 2018 - abril 2019) USD
C.T. La Gringa	1 076	969 642
C.E. Tres Hermanas	-22 919	18 636 415
C.H. Chancay	367 940	6 045 458
C.H. Rucuy	-144 369	2 610 386
C.H. Potrero	-610 850	3 220 789
C.H. Yarucaya	-32 004	2 746 721
C.S. Rubí	-769 413	11 209 774
C.H. Renovandes H1	-31 475	4 089 812
C.S. Intipampa	-613 448	2 926 176
C.E. Wayra I	16 869 274	11 941 467
C.B. Huaycoloro II	651 935	631 565
C.H. Angel I	830 274	4 039 828
C.H. Angel II	1 157 444	4 434 836
C.H. Angel III	1 130 414	4 443 728
C.H. Her	56 657	125 029
C.H. Carhuac	1 800 758	2 542 466
Total	18 232 467	175 978 341

Nota: El SPE incluye las proyecciones para el periodo agosto 2019- abril 2020, y las transferencias ya realizadas para el periodo mayo – julio 2019.

Como resultado el Cargo por Prima para los meses restantes del Periodo Tarifario mayo 2019 - abril 2020 corresponde a lo mostrado en el Cuadro N° 3.

Cuadro N° 3

Central	Cargo por Prima S/kW-mes ⁷
Central Cogeneración Paramonga	0,203
C.H. Santa Cruz II	0,070
C.H. Santa Cruz I	0,064
C.H. Poechos 2	0,121
C.H. Roncador	0,027
C.H. La Joya	0,114
C.H. Carhuaquero IV	0,203
C.H. Caña Brava	0,055
C.T. Huaycoloro	0,132
C.H. Purmacana	0,000
C.H. Huasahuasi I	0,092
C.H. Huasahuasi II	0,088
C.H. Nuevo Imperial	0,050
Repartición Solar 20T	0,361
Majes Solar 20T	0,360
Tacna Solar 20T	0,468
Panamericana Solar 20T	0,482
C.H. Yanapampa	0,042
C.H. Las Pizarras	0,215
C.E. Marcona	0,377
C.E. Talara	0,408
C.E. Cupisnique	1,011
C.H. Runatullo III	0,243

⁷ Los Cargos por Prima que resultan iguales a cero, se deben a que los montos recaudados a la fecha, más los proyectados, están cubriendo el ingreso garantizado por la energía suministrada de las centrales de generación RER.

Central	Cargo por Prima S/kW-mes ⁷
C.H. Runatullo II	0,149
CSF Moquegua FV	0,206
C.H. Canchayllo	0,039
C.T. La Gringa	0,058
C.E. Tres Hermanas	1,106
C.H. Chancay	0,377
C.H. Rucuy	0,148
C.H. Potrero	0,165
C.H. Yarucaya	0,162
C.S. Rubl	0,632
C.H. Renovandes H1	0,242
C.S. Intipampa	0,147
C.E. Wayra I	1,450
C.B. Huaycoloro II	0,066
C.H. Angel I	0,276
C.H. Angel II	0,314
C.H. Angel III	0,314
C.H. Her	0,010
C.H. Carhuac	0,230
Total	11,277

Finalmente, dividiendo los cargos unitarios determinados entre los del Cuadro N° 3 con los del Cuadro N° 1, se obtienen los factores de actualización “p” a que se refiere la Resolución N° 061-2019-OS/CD, cuyos resultados se muestran en el Cuadro N° 4.

Cuadro N° 4

Central	Cargo por Prima Res 061-2019- OS/CD	Cargo por Prima Reajustado	Factor de Actualización “p”
Central Cogeneración Paramonga	0,189	0,203	1,0741
C.H. Santa Cruz II	0,073	0,070	0,9589
C.H. Santa Cruz I	0,069	0,064	0,9275
C.H. Poechos 2	0,109	0,121	1,1101
C.H. Roncador	0,041	0,027	0,6585
C.H. La Joya	0,121	0,114	0,9421
C.H. Carhuaquero IV	0,200	0,203	1,0150
C.H. Caña Brava	0,067	0,055	0,8209
C.T. Huaycoloro	0,128	0,132	1,0313
C.H. Purmacana (*)	0,000	0,000	0,0000
C.H. Huasahuasi I	0,106	0,092	0,8679
C.H. Huasahuasi II	0,111	0,088	0,7928
C.H. Nuevo Imperial	0,053	0,050	0,9434
Repartición Solar 20T	0,418	0,361	0,8636
Majes Solar 20T	0,427	0,360	0,8431
Tacna Solar 20T	0,456	0,468	1,0263
Panamericana Solar 20T	0,473	0,482	1,0190
C.H. Yanapampa	0,045	0,042	0,9333
C.H. Las Pizarras	0,242	0,215	0,8884
C.E. Marcona	0,365	0,377	1,0329
C.E. Talara	0,408	0,408	1,0000

Central	Cargo por Prima Res 061-2019-OS/CD	Cargo por Prima Reajustado	Factor de Actualización "p"
C.E. Cupisnique	0,893	1,011	1,1321
C.H. Runatullo III	0,258	0,243	0,9419
C.H. Runatullo II	0,198	0,149	0,7525
CSF Moquegua FV	0,226	0,206	0,9115
C.H. Canchayllo	0,042	0,039	0,9286
C.T. La Gringa	0,055	0,058	1,0545
C.E. Tres Hermanas	1,168	1,106	0,9469
C.H. Chancay	0,331	0,377	1,1390
C.H. Rucuy	0,133	0,148	1,1128
C.H. Potrero	0,200	0,165	0,8250
C.H. Yarucaya	0,200	0,162	0,8100
C.S. Rubí	0,625	0,632	1,0112
C.H. Renovandes H1	0,259	0,242	0,9344
C.S. Intipampa	0,155	0,147	0,9484
C.E. Wayra I	1,392	1,450	1,0417
C.B. Huaycoloro II	0,064	0,066	1,0313
C.H. Angel I	0,288	0,276	0,9583
C.H. Angel II	0,304	0,314	1,0329
C.H. Angel III	0,302	0,314	1,0397
C.H. Her	0,010	0,010	1,0000
C.H. Carhuac	0,219	0,230	1,0502

(*): Se considera el factor de actualización igual a cero, por ser una división entre cero.

3. Compensación por Seguridad de Suministro para Plantas de Reserva Fría de Generación

En el artículo 6 del DL 1041, se establece que Osinermin regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible (duales), denominándose a esto “Compensación por Seguridad de Suministro”.

Posteriormente, en el artículo 1 del Decreto Supremo N° 001-2010-EM el MINEM dispuso que las centrales eléctricas que presten servicio de Reserva Fría, y cuya concesión resulte de procesos conducidos por PROINVERSION, serán remuneradas por la Compensación Adicional por Seguridad de Suministro. Es así que, en el marco de esta disposición reglamentaria se han adjudicado en el 2012, contratos de concesión por Reserva Fría en las ciudades de Eten, Talara, Ilo, Pucallpa y Puerto Maldonado.

Sobre el particular, mediante Resolución N° 651-2008-OS/CD se aprobó la norma “Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, la cual fue modificada mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD con la finalidad de precisar en ésta, la forma como se determinará, actualizará y recaudará el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (en adelante “CUCSS”) que, de manera diferenciada, remunerará aquellas centrales adjudicadas por Proinversion bajo la modalidad de Reserva Fría, sin que ello afecte la remuneración ya establecida para las restantes unidades duales

Dentro del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2019 - abril 2020, se determinaron los CUCSS de las plantas de Reserva Fría que se encuentran en operación comercial, conforme se estableció en la Resolución N° 061-2019-OS/CD (ver Cuadro N° 5).

Cuadro N° 5

(S//kW-mes)	Planta Talara	Planta Ilo	Planta Eten	Planta Puerto Maldonado	Planta Pucallpa
	0,781	1,708	0,910	0,110	0,190

Asimismo, la Resolución N° 061-2019-OS/CD dispone que estos cargos se aplicarán conforme estas plantas de Reserva Fría ingresen en operación comercial, y que las

actualizaciones del cargo se realizarán en los periodos y formas establecidos en los respectivos contratos de Reserva Fría, en los cuales se señala que los precios de potencia ofertados serán ajustados a partir del cuarto día del primer mes de los siguientes trimestres febrero-abril, mayo-junio, agosto-octubre y noviembre-enero. En este sentido, en la presente sección se brinda el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de agosto de 2019.

3.1. Procedimiento de actualización de precio de potencia ofertado

De conformidad con los contratos de Reserva Fría de las Plantas Talara y Eten, los precios ofertados se actualizan de acuerdo a la fórmula (1), denominada fórmula de actualización.

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC} \dots (1)$$

Donde:

$$\text{Factor} = a \times \frac{\text{IPP}}{\text{IPP}_0} + b \times \frac{\text{IPM}}{\text{IPM}_0} \times \frac{\text{TC}_0}{\text{TC}}$$

Donde:

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.

IPM₀ = IPM a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), para el primer reajuste.

IPP = Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500 publicado por el Bureau of labor Statistic del US Department of Labor de los Estados Unidos. Se tomará en cuenta y como valor definitivo el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando sea preliminar.

IPP₀ = IPP a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), para el primer reajuste.

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs del Perú, correspondiente al tipo de cambio promedio ponderado venta 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.

TC₀ = TC a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), para el primer reajuste.

Por otro lado, para el contrato de Reserva Fría de la Planta Ilo, el precio ofertado se actualiza de acuerdo a fórmula (2), que corresponde a la fórmula de actualización desde la suscripción de su respectiva adenda.

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC} \dots (2)$$

Donde:

$$\text{Factor} = a \times \frac{\text{IPP}_{a3500}}{\text{IPP}_0} \times \frac{\text{IPP}}{\text{IPP}_{a4131}} + b \times \frac{\text{IPM}}{\text{IPM}_0} \times \frac{\text{TC}_0}{\text{TC}}$$

Para las Reservas Frías de las Plantas Puerto Maldonado y Pucallpa, los precios ofertados se actualizan de acuerdo a fórmula (3), que corresponde a la fórmula de actualización vigente desde la fecha de suscripción de sus respectivas adendas.

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC} \dots (3)$$

Donde:

$$\text{Factor} = \frac{IPP_{a3500}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{a4131}}$$

Donde:

- IPP : Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará en cuenta y como valor definitivo, el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando éste sea preliminar.
- IPP_{a3500} : Valor publicado como definitivo del mes de agosto 2015 del índice WPSSOP3500. En tal sentido dicho valor es 193,0.
- IPP₀ : Valor del Índice WPSSOP3500 a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- IPPa4131 : Valor publicado como definitivo del Índice WPSFD4131 del mismo mes IPPa3500. En tal sentido dicho valor es 193,0.
- IPM : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPMo : IPM a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- TC : Tipo de Cambio. Valor por referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs del Perú, correspondiente al tipo de cambio promedio ponderado venta, 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.
- TC0 : TC a la fecha de la POC, para el primer reajuste.

Asimismo, en los contratos de las plantas de Reserva Fría se establece que la fórmula de actualización se aplicará con una periodicidad trimestral y siempre que el Factor, para todos los casos, varíe en más de 5% respecto de la última actualización.

En este sentido, tomando los parámetros base a las fechas de Puesta en Operación Comercial de estas centrales de Reserva Fría; así como, los parámetros vigentes a junio de 2019⁸, se obtiene que no corresponde actualizar el Precio de oferta de ninguna planta para el periodo agosto 2019 – abril 2020, debido a que la variación fue menor al 5%. Por lo tanto, los precios de oferta se mantienen iguales a los considerados en la Resolución N° 061-2019-OS/CD, tal como se presenta en el Cuadro N° 6.

⁸ Para el periodo agosto 2019 – abril 2020 corresponde utilizar los valores a julio de 2019; sin embargo, como aún no se tienen dichos valores, se utiliza los valores correspondientes a junio de 2019. Sin embargo, en la siguiente actualización corresponde actualizarlos con los valores a julio de 2019.

Cuadro N° 6

CT Reserva Fría	POC	a	b	Caso	IPM	IPP (3500)	IPP (4131)	TC	Índice	Variación (%)
Planta Ilo	21/06/2013	0,78	0,22	Base	206,831945	185,0	193,0	2,785	1,0000	0,00%
				Actualización (Feb-18)	223,595263	193,0	200,8	3,217	1,0525	5,25%
				Acumulado (Jun-19)	229,331878	193,0	207,8	3,290	1,0826	2,86%
Planta Talara	13/07/2013	0,78	0,22	Base	208,522389	185,1	193,0	2,771	1,0000	0,00%
				Actualización (May-18)	224,441554	193,0	202,3	3,250	1,0544	5,44%
				Acumulado (Jun-19)	229,331878	193,0	207,8	3,290	1,0794	2,38%
Planta Eten	6/06/2015	0,78	0,22	Base	216,849802	191,9	193,0	3,153	1,0000	0,00%
				Actualización (Nov-18)	229,420557	193,0	205,1	3,367	1,0516	5,16%
				Acumulado (Jun-19)	229,331878	193,0	207,8	3,290	1,0676	1,52%
Planta Pto. Maldonado	28/07/2016	-	-	Base	-	-	195,5	-	1,0000	0,00%
				Actualización (Feb-19)	-	-	206,5	-	1,0563	5,63%
				Acumulado (Jun-19)	-	-	207,8	-	1,0629	0,63%
Planta Pucallpa	28/07/2016	-	-	Base	-	-	195,5	-	1,0000	0,00%
				Actualización (Feb-19)	-	-	206,5	-	1,0563	5,63%
				Acumulado (Jun-19)	-	-	207,8	-	1,0629	0,63%

3.2. Procedimiento de liquidación

Conforme al artículo 7 de la norma “Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, corresponde realizar una liquidación del CUCSS, con la finalidad de garantizar que efectivamente lo recaudado corresponda con lo contratado.

Al respecto, el COES presentó el Informe Técnico COES/D/DO/STR-INF-072-2019 denominado “Compensaciones por Energía no Suministrada Asociadas a las Centrales de Reserva Fría de Generación, periodo marzo – junio 2019”, donde reporta lo siguiente:

- Las compensaciones por demora en el arranque y por energía no suministrada de las centrales de Reserva Fría, para los periodos en mención.
- Los montos de recaudación por el Cargo Adicional de Seguridad de Suministro, que fueron transferidos a las centrales de Reserva Fría, para el periodo marzo – junio 2019.

Asimismo, las premisas consideradas para el cálculo del CUCSS de las Centrales Térmicas de Reserva Fría son las siguientes

- Para la Potencia Adjudicada de cada proyecto, se está tomando el valor informado por las empresas.

- b) Para los precios de cada proyecto, se está tomando el precio ofertado; los reajustes se realizan si superan el 5%.
- c) Se actualizó los parámetros de tipo de cambio, índice por mayor e índice WPSFD1041 utilizados para la elaboración de la Resolución N° 061-2019-OS/CD, correspondientes a abril de 2019.
- d) El tipo de cambio considerado corresponde al valor del 28 de junio de 2019 (3,290 S//USD)
- e) Las compensaciones y penalidades consideradas son las correspondientes al periodo tarifario mayo 2018 – abril 2019.

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación al mes de julio de 2019, se obtuvieron los saldos a liquidación de las plantas de Talara, Ilo, Eten, Puerto Maldonado y Pucallpa, los cuales serán incluidos en el CUCSS de estas plantas para los nueve (9) meses siguientes del periodo tarifario, conforme a se muestra en los Cuadros N° 7, N° 8, N° 9 y N° 10, respectivamente.

Cuadro N° 7 - Planta Ilo

Potencia Efectiva Contratada	MW	460
Precio por Potencia	USD/MW-mes	7 567
Estimado agosto 2019 - abril 2020	S/	103 073 550
Saldo pendiente	S/	437 191
Máxima Demanda Ventas	MW	6 696,44
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCSS por RF de Ilo	S//kW-mes	1,718

Tipo de cambio al 28/06/2019 de 3,290 S//USD

Cuadro N° 8 - Planta Talara

Potencia Efectiva Contratada	MW	193,07
Precio por Potencia	USD/MW-mes	8 240
Estimado agosto 2019 - abril 2020	S/	47 106 456
Saldo pendiente	S/	174 381
Máxima Demanda Ventas	MW	6 696,44
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCSS por RF de Talara	S//kW-mes	0,785

Tipo de cambio al 28/06/2019 de 3,290 S//USD

Cuadro N° 9 - Planta Eten

Potencia Efectiva Contratada	MW	228,77
Precio por Potencia	USD/MW-mes	8 021
Estimado agosto 2019 - abril 2020	S/	54 329 517
Saldo pendiente	S/	887 877
Máxima Demanda Ventas	MW	6 696,44
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCSS por RF de Puerto Eten	S//kW-mes	0,916

Tipo de cambio al 28/06/2019 de 3,290 S//USD

Cuadro N° 10 - Planta Puerto Maldonado

Potencia Efectiva Contratada	MW	18
Precio por Potencia	USD/MW-mes	12 379
Estimado agosto 2019 - abril 2020	S/	6 597 603
Saldo pendiente	S/	22 312
Máxima Demanda Ventas	MW	6 696,44
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCSS por RF de Puerto Maldonado	S//kW-mes	0,110

Tipo de cambio al 28/06/2019 de 3,290 S//USD

Cuadro N° 11 - Planta Pucallpa

Potencia Efectiva Contratada	MW	40
Precio por Potencia	USD/MW-mes	9 662
Estimado agosto 2019 - abril 2020	S/	11 444 095
Saldo pendiente	S/	64 329
Máxima Demanda Ventas	MW	6 696,44
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCSS por RF de Pucallpa	S//kW-mes	0,191

Tipo de cambio al 28/06/2019 de 3,290 S//USD

Finalmente, dividiendo los cargos unitarios determinados en los Cuadros N° 7, N° 8, N° 9, N° 10 y N° 11 entre los valores del Cuadro N° 5, se obtienen los factores de actualización "p" a que se refiere la Resolución N° 061-2019-OS/CD, y cuyos resultados se muestran el Cuadro N° 12.

Cuadro N° 12

Concepto	CUCSS Planta Talara	CUCSS Planta Ilo	CUCSS Planta Eten	CUCSS Planta Pto. Maldonado	CUCSS Planta Pucallpa
Resolución 061-2019-OS/CD (S//kW-mes)	0,781	1,708	0,910	0,110	0,190
Reajustado (S//kW-mes)	0,785	1,718	0,916	0,110	0,191
Factor de actualización p	1,0051	1,0059	1,0066	1,0000	1,0053

4. Compensación por FISE

Mediante Ley N° 29852, publicada el 13 de abril de 2012, se crea, entre otros, el FISE como un sistema de compensación energética, que permite brindar seguridad al sistema; así como, un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población. Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 221-2012-EM, publicado el 9 de junio de 2012, se aprobó el Reglamento de la referida ley.

Posteriormente, mediante Ley N° 29969, publicada el 22 de diciembre de 2012, se modificó el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852. En dicha modificatoria se dispone que el recargo pagado por los generadores eléctricos sea compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, administrado y regulado por Osinermin, denominado “Cargo Unitario por Compensación FISE”.

El monto de compensación reconoce el recargo pagado por los generadores, el cual es equivalente a USD 0,055 por MPC (Miles de Pies Cúbicos) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos, definidos como tales en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

Mediante Resolución N° 061-2019-OS/CD se aprobó el cargo de Compensación por FISE, para el periodo del 01 de mayo de 2019 hasta el 30 de abril de 2020, cuyo valor se muestra en el Cuadro N° 13.

Cuadro N° 13

(S//kW-mes)	Cargo Unitario por FISE
	0,484

Asimismo, la Resolución N° 151-2013-OS/CD dispone que se deberá determinar, de conformidad con el “Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del recargo FISE en el servicio de transporte de gas natural por ductos” (en adelante “Procedimiento FISE”), el valor del factor de actualización “FA” aplicable al Peaje Unitario Anual por Compensación FISE. En este sentido, en la presente sección se presenta el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de agosto de 2019.

4.1. Determinación del Factor de Ajuste del Peaje Unitario Anual por compensación FISE

Conforme a lo establecido en el numeral 7.1 del artículo 7 del Procedimiento FISE, el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE será reajustado trimestralmente en caso el Factor de Recaudación varíe en 5% o más respecto de la unidad (1,0000), caso contrario el peaje a aplicarse seguirá siendo el vigente.

Al respecto, de acuerdo con el Informe Técnico N° 349-2019-GRT, elaborado por la División de Gas Natural, se determinó que el Factor de Recaudación es de +2,15%, el cual no supera el umbral de +/- 5% y por lo tanto no corresponde reajustar el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE.

Por tanto, el Peaje Unitario por Compensación FISE aplicable al período agosto 2019 – abril 2020 es de 0,484S//kW-mes; por lo que el Factor de Ajuste (FA) resulta ser 1,0000.

El factor FA será aplicado al valor del peaje aprobado mediante Resolución N° 061-2019-OS/CD a partir del 04 de agosto de 2019.

5. Compensación por cargo de confiabilidad

Mediante el Decreto Supremo N° 044-2014-EM (en adelante “DS-044”) se dicta disposiciones orientadas a brindar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión eléctrica, en el contexto de la Ley N° 29970.

Para este fin, el DS-044 establece un mecanismo para implementar medidas que brinden confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión eléctrica, para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía.

Este mecanismo inicia a partir de la declaración de emergencia eléctrica o graves deficiencias del servicio eléctrico por falta de capacidad de producción y/o transporte, por un plazo determinado. Este mecanismo es implementado por el MINEM mediante Resolución Ministerial e incluye la definición de las medidas temporales a implementar y el plazo de las mismas; así como la determinación de la empresa pública que implementará estas medidas.

De acuerdo con este mecanismo de emergencia planteado en el DS-044, la empresa pública designada para la ejecución de las medidas temporales establecidas, será la responsable de ejecutar los procesos de contratación correspondientes. Asimismo, estos procesos de contratación deberán ser llevados de conformidad con la legislación de la materia, y de conformidad con los procedimientos aprobados por Osinerghmin

Adicionalmente, el DS-044 establece la creación de un cargo por confiabilidad de la cadena de suministro, que será asumido por toda la demanda que es atendida por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este cargo servirá para cubrir los costos totales, incluyendo los costos financieros que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad. Se indica además que en la determinación de este cargo se deberán descontar los ingresos temporales por prestaciones de servicios resultantes y/o compensaciones que tengan lugar, de conformidad con la normatividad aplicable. Para lo cual, mediante la Resolución N° 140-2015-OS/CD, se publicó el procedimiento “Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía” (en adelante “Procedimiento Cargo de Confiabilidad”).

Como resultado de la aplicación del Procedimiento Cargo de Confiabilidad, mediante Resolución N° 061-2019-OS/CD se fijó el Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía, a ser adicionado al Peaje por

Conexión al Sistema Principal de Transmisión para el período mayo 2019 – abril 2020, tal como se muestra en el Cuadro N° 14.

Cuadro N° 14

Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía	(S//kW-mes)
	0,000

Asimismo, el Procedimiento Cargo de Confiabilidad dispone que se deberá determinar el valor del factor de actualización “p” trimestral aplicable a este cargo. En este sentido, en la presente sección se presenta el sustento del valor que será aplicable a partir del 04 de agosto de 2019.

5.1. Factor de Ajuste del Peaje Unitario Anual por compensación de cargo de confiabilidad

Para el periodo de abril a julio 2019, no se ha recibido ningún pedido para el reconocimiento de costos asociados a “Situaciones de Emergencia”. Por lo tanto, no corresponde actualizar este cargo adicional para el periodo aplicable desde agosto 2019.

6. Compensación por Cargo de Capacidad de Generación Eléctrica

En el artículo 1 de la Ley N° 29970, se establece que, a fin de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, el MINEM, en uso de sus facultades, considerará como principios para afianzar la seguridad en el suministro eléctrico: la desconcentración geográfica de la producción de energía y la mayor capacidad de la producción respecto a la demanda (margen de reserva), entre otros.

En ese sentido, mediante el Decreto Supremo N° 038-2013-EM, se aprobó el Reglamento que Incentiva al Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica que estableció lo siguiente: i) se realizarán subastas para nueva capacidad de generación; ii) estas subastas serán convocadas y conducidas por Proinversion; iii) como resultado de estas subastas, los adjudicatarios suscribirán un contrato de capacidad con el MINEM por un plazo máximo de 20 años; y iv) la remuneración garantizada de estos adjudicatarios será pagada como la suma de: a) el ingreso de potencia que establece el artículo 47 de la LCE y b) los ingresos provenientes del Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica que será incorporado en el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

En el marco de esta disposición reglamentaria, en el 2013 se realizó el concurso público internacional para promover la Inversión Privada en el Proyecto: “Nodo Energético en el Sur del Perú” conducido por Proinversion, resultando los contratos de compromiso de inversión de Samay I S.A. con la Planta N° 1 en la Región Arequipa (CT Puerto Bravo) y ENGIE Energía Perú S.A. con la Planta N° 2 en la Región Moquegua (CT NEPI).

Asimismo, mediante Resolución N° 073-2016-OS/CD se aprobó el Procedimiento “Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica” donde se establece la forma cómo se calcularán los Cargos Unitarios de Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE) correspondientes a los proyectos del Nodo Energético en el Sur del Perú.

Por otro lado, dentro del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2019 - abril 2020, se determinaron los CUCGE de las CT Puerto Bravo y CT NEPI, conforme se consignaron en la Resolución N° 061-2019-OS/CD y se muestra en el Cuadro N° 15.

Cuadro N° 15

(S//kW-mes)	CT Puerto Bravo	CT Planta N° 2 Ilo
	2,156	1,724

Asimismo, la Resolución N° 061-2019-OS/CD dispone que estos cargos se aplicarán conforme estas centrales ingresen en operación comercial⁹, y que las actualizaciones del cargo se realizarán en los periodos y formas establecidos en los respectivos contratos, en los cuales se señala que los precios de potencia ofertados serán ajustados a partir del cuarto día del primer mes de los siguientes trimestres febrero-abril, mayo-junio, agosto-octubre y noviembre-enero. En este sentido, en la presente sección se presenta el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de agosto de 2019.

6.1. Procedimiento de actualización de precio de potencia ofertado

De conformidad con los contratos de las centrales del Nodo Energético en el Sur del Perú y sus respectivas adendas, los precios ofertados se actualizan de acuerdo a la fórmula (5), que corresponde a la fórmula de actualización establecida en dichos contratos.

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC} \dots (5)$$

Donde:

$$\text{Factor} = a \times \frac{IPP}{IPP_0} + b \times \frac{IPM}{IPM_0} \times \frac{TC_0}{TC}$$

Dónde:

- IPP : Índice de Precios “Finished Goods Less Food and Energy”, Serie WPSFD4131, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del US Department of Labor de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará en cuenta y como valor definitivo, el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando éste sea preliminar.
- IPP₀ : IPP la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- IPM : Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM₀ : IPM a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- TC : Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs (SBS), correspondiente al tipo de cambio promedio ponderado venta, 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.
- TC₀ : TC a la fecha de la POC, para el primer reajuste.

⁹ En el caso de las centrales de Puerto Bravo y Planta 2 Ilo, la primera ingresó en operación comercial en mayo 2016, mientras que la segunda está ingresó en operación comercial en octubre de 2016.

Asimismo, en los contratos de Nodo Energético en el Sur del Perú se establecen que la fórmula de actualización se aplicará con una periodicidad trimestral y siempre que el Factor varíe en más de 5%, respecto de la última actualización.

En este sentido, tomando los parámetros base a las fechas de Puesta en Operación Comercial de la CT Puerto Bravo (26 de mayo de 2016) y la CT NEPI (22 de octubre de 2016), correspondió actualizar los precios ofertados en noviembre de 2018 y febrero de 2019, respectivamente. Asimismo, considerando los parámetros vigentes a junio de 2019¹⁰; se tiene que, no corresponde actualizar el Precio de oferta de las plantas que conforma el Nodo Energético en el Sur del Perú, al variar menos del 5% respecto a la última actualización, tal como se muestra en el Cuadro N° 16.

Cuadro N° 16

Central Térmica	POC	a	b	Caso	IPM	IPP	TC	Factor	Variación (%)
Puerto Bravo	26/05/2016	0,78	0,22	Base	218,575110	194,7	3,344	1,0000	0,00%
				Actualización (Nov-18)	229,420557	205,1	3,367	1,0510	5,10%
				Acumulado (Jun-19)	229,331878	207,8	3,290	1,0671	1,53%
NEPI	22/10/2016	0,78	0,22	Base	221,652737	195,1	3,369	1,0000	0,00%
				Actualización (Feb-19)	229,461135	206,5	3,335	1,0556	5,56%
				Acumulado (Jun-19)	229,331878	207,8	3,290	1,0639	0,79%

6.2. Procedimiento de liquidación

Para el presente proceso de actualización del CUCGE se ha tomado en cuenta la información alcanzada por el COES mediante el Informe COES/D/DO/STR-INF-073-2019, así como la información publicada de las transferencias de potencias en la página Web del COES.

Las premisas consideradas para el cálculo del CUCGE son las siguientes

- Para la Potencia Adjudicada de cada proyecto, se está tomando el valor informado por las empresas.
- Para los precios de cada proyecto, se está tomando el precio ofertado; los reajustes se realizan si superan el 5%.
- Para el ingreso de Potencia Firme se ha considerado las transferencias de potencia realizadas hasta junio de 2019, y en base a esta se ha proyectado los ingresos de Potencia Firme para los meses de julio de 2019 a abril 2020.

La demanda proyectada y el plan de obras para el periodo de julio de 2019 a abril de 2020 se consideró del Programa de Mediano Plazo del COES emitido mediante informe COES/D/DO/SPR-IPMPO-07-2019.

¹⁰ Para el periodo agosto 2019 – abril 2020 corresponde utilizar los valores a julio de 2019; pero, como no están disponibles dichos valores, se utiliza los valores correspondientes a junio de 2019. Sin embargo, en la siguiente actualización corresponde reemplazarlos con los valores a junio de 2019

- d) Se actualizó los parámetros de tipo de cambio, índice por mayor e índice WPSFD1041 utilizados para la elaboración de la Resolución N° 061-2019-OS/CD, correspondiente a abril de 2019.
- e) El tipo de cambio considerado para el periodo agosto de 2019 a abril de 2020 corresponde al valor del 28 de junio de 2019 (3,290 S//USD)
- f) Las compensaciones y penalidades consideradas son las correspondientes al periodo tarifario mayo 2018 – abril 2019.

En base a los literales a) al e) de la presente sección, se tiene los resultados que se presentan en los Cuadros N° 17 y N° 18.

Cuadro N° 17 – CT Puerto Bravo

Potencia Efectiva Contratada	MW	600
Precio por Potencia	USD/MW-mes	7 251
Estimado Agosto 2019 - Abril 2020	S/	128 818 583
Saldo pendiente	S/	1 869 841
Ingreso de Potencia Agosto 2019 - Abril 2020	S/	457 593
Máxima Demanda Ventas	MW	6 696,44
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCGE por CT Puerto Bravo	S//kW-mes	2,161

Tipo de cambio a 28/06/2019 de 3,290 S//USD

Cuadro N° 18 – CT NEPI

Potencia Efectiva Contratada	MW	600
Precio por Potencia	USD/MW-mes	6 070
Estimado Agosto 2019 - Abril 2020	S/	107 822 968
Saldo pendiente	S/	-11 441 077
Ingreso de Potencia Agosto 2019 - Abril 2020	S/	46 424 949
Máxima Demanda Ventas	MW	6 696,44
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCGE por CT Planta N° 2 Ilo	S//kW-mes	0,829

Tipo de cambio a 28/06/2019 de 3,290 S//USD

Finalmente, dividiendo los cargos unitarios determinados en los Cuadros N° 17 y N° 18 entre los valores del Cuadro N° 15, se obtienen los factores de actualización “p” a que se refiere la Resolución N° 061-2019-OS/CD tal como se muestra en el Cuadro N° 19.

Cuadro N° 19

Concepto	CUCGE de CT Puerto Bravo	CUCGE de CT NEPI
Resolución N° 061-2019-OS/CD (S//kW-mes)	2,156	1,724
Reajustado (S//kW-mes)	2,161	0,829
Factor de actualización “p”	1,0023	0,4809

7. Compensación por Cargo GGEE-DUP

Mediante Decreto Supremo N° 035-2013-EM publicado el 28 de agosto de 2013 y modificado mediante Decreto Supremo N° 044-2013-EM, se estableció un Mecanismo de Compensación para aquellos generadores eléctricos que se encuentren en operación comercial y que transfieran al Concesionario de Distribución de Gas Natural, ductos conectados directamente al Sistema Transporte de Gas Natural.

De acuerdo con el numeral 1.2 del Decreto Supremo N° 035-2013-EM, el Mecanismo de Compensación se registrará bajo los siguientes principios: i) el Generador Eléctrico pagará al Distribuidor de Gas Natural las tarifas que se aprueben; ii) El Generador Eléctrico solicitará a Osinergmin la compensación por el pago efectuado, por el tiempo señalado en la respectiva Resolución Ministerial; y iii) el Osinergmin ordenará el pago de la compensación a los Agentes que recaudan las tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión, de las Áreas de Demanda que concentran más del treinta por ciento (30%) del consumo de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Para tal efecto, Osinergmin aprobó mediante Resolución N° 114-2015-OS/CD, la Norma “Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM” (en adelante “Procedimiento GGEE-DUP”).

Asimismo, de la evaluación de la participación del consumo de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en las áreas de demanda aprobadas mediante Resolución N° 083-2015-OS/CD, se ha determinado que el área de demanda 15, es aquella que concentra más del treinta por ciento (30%) del consumo de energía, y asumirá el pago, según el mandato del Decreto Supremo N° 035-2013-EM.

Mediante Resolución N° 071-2019-OS/CD, se aprobó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP para el período mayo 2019 – abril 2020 de acuerdo al Cuadro N° 20.

Cuadro N° 20

	Cargo Unitario por GGEE-DUP
(ctm S/ /kWh)	0,0116

Asimismo, la Resolución N° 071-2019-OS/CD dispone que se deberá determinar, de conformidad con el Procedimiento GGEE-DUP, el valor del factor de actualización

“FA” aplicable al Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP. En este sentido, en la presente sección se presenta el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de agosto de 2019.

7.1. Determinación del Factor de Ajuste del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP

Conforme a lo establecido en el numeral 7.2 del artículo 7 del Procedimiento GGEE-DUP, el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP será reajustado trimestralmente en caso el Factor de Recaudación varíe en 5% o más respecto de la unidad (1,0000), caso contrario el cargo a aplicarse seguirá siendo el vigente.

Al respecto, de acuerdo con el Informe Técnico N° 350-2019-GRT, elaborado por la División de Gas Natural, se determinó que el Factor de Recaudación es -4,99% que resulta menor el umbral de +/- 5%; y por lo tanto, no corresponde reajustar el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP.

Por tanto, el Cargo por Compensación GGEE-DUP aplicable al periodo agosto 2019 - abril 2020 se mantendrá igual a 0,0116 ctm S//kWh; por tanto, el Factor de Ajuste (FA) resulta ser 1,0000.

El factor FA será aplicado al valor del cargo aprobado mediante Resolución N° 071-2019-OS/CD a partir del 04 de agosto de 2019.

El valor del cargo será aplicado a la demanda de todos los usuarios finales (regulados y libres en todos los niveles de tensión) en los sistemas eléctricos comprendidos en el Área de Demanda 15.

8. Recomendaciones

Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda aprobar los factores de actualización “p” de acuerdo al Cuadro N° 21, para su aplicación a partir del 04 de agosto de 2019

Cuadro N° 21

Cargo Unitario		Factor “p”
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro RF: Reserva Fría	RF Planta Talara	1,0051
	RF Planta Ilo	1,0059
	RF Planta Eten	1,0066
	RF Planta Puerto Maldonado	1,0000
	RF Planta Pucallpa	1,0053
Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	1,0741
	C.H. Santa Cruz II	0,9589
	C.H. Santa Cruz I	0,9275
	C.H. Poechos 2	1,1101
	C.H. Roncador	0,6585
	C.H. La Joya	0,9421
	C.H. Carhuaquero IV	1,0150
	C.H. Caña Brava	0,8209
	C.T. Huaycoloro	1,0313
	C.H. Purmacana	0,0000
	C.H. Huasahuasi I	0,8679
	C.H. Huasahuasi II	0,7928
	C.H. Nuevo Imperial	0,9434
	Repartición Solar 20T	0,8636
	Majes Solar 20T	0,8431
	Tacna Solar 20T	1,0263
	Panamericana Solar 20T	1,0190
	C.H. Yanapampa	0,9333
	C.H. Las Pizarras	0,8884
	C.E. Marcona	1,0329
	C.E. Talara	1,0000
	C.E. Cupisnique	1,1321
	C.H. Runatullo III	0,9419
	C.H. Runatullo II	0,7525
	CSF Moquegua FV	0,9115
	C.H. Canchayllo	0,9286
	C.T. La Gringa	1,0545
	C.E. Tres Hermanas	0,9469
	C.H. Chancay	1,1390
	C.H. Rucuy	1,1128
	C.H. Potrero	0,8250
	C.H. Yarucaya	0,8100
	C.S. Rubí	1,0112

Cargo Unitario		Factor "p"
	C.H. Renovandes H1	0,9344
	C.S. Intipampa	0,9484
	C.E. Wayra I	1,0741
	C.B. Huaycoloro II	0,9589
	C.H. Angel I	0,9275
	C.H. Angel II	1,1101
	C.H. Angel III	0,6585
	C.H. Her	0,9421
	C.H. Carhuac	1,0150
Cargo Unitario por FISE		1,0000
Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	1,0023
	CT NEPI	0,4809

Adicionalmente, se recomienda aprobar el Factor de Ajuste del cargo GGEE-DUP para su aplicación a partir del 04 de agosto de 2019, de acuerdo a lo descrito en el Cuadro N° 21.

Cuadro N° 22

Cargo Unitario	Factor FA
Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP	1,0000

[sbuenalaya]

/pcho-pmo-jpch